

GRUPO II – CLASSE V – Plenário

TC 008.845/2018-2

Natureza: Desestatização.

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério da Economia (ME) e Ministério de Minas e Energia (MME).

Representação legal: Bruno Jugend (OAB/PR 49.045 e OAB/DF 41.441) e outros, representando o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas, nas Atividades de Meio Ambiente e nos Entes de Fiscalização e Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, Saneamento, Gás e Meio Ambiente no Distrito Federal (procurações às peças 3 e 19) e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Maranhão (procuração à peça 18); e Melissa Monte Stephan (OAB/RJ 118.596), Saulo Benigno Puttini (OAB/DF 42.154) e outros, representando o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (procuração e substabelecimento às peças 155 e 156).

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS. AVALIAÇÃO DAS AÇÕES COORDENADAS PELO MINISTÉRIO DE MINAS ENERGIA PARA A DEFINIÇÃO DAS PREMISSAS UTILIZADAS NOS ESTUDOS E NA MODELAGEM ECONÔMICO-FINANCEIRA PARA CALCULAR O VALOR QUE SERÁ ADICIONADO AOS NOVOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, A SEREM CELEBRADOS ENTRE A UNIÃO E A CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS, RELATIVOS ÀS USINAS HIDRELÉTRICAS ENQUADRADAS NO QUE DISPÕE O ART. 2º DA LEI 14.182/2021. PEDIDO DE VISTA. AUTORIZAÇÃO PARA A CONTINUAÇÃO DOS ESTUDOS, TENDO A EFICÁCIA DAS MEDIDAS CONCRETAS E A ASSINATURA DOS CONTRATOS DE OUTORGA FICADO NA DEPENDÊNCIA DA APRECIÇÃO DO MÉRITO DO PROCESSO NA PRESENTE ASSENTADA. EXPEDIÇÃO DE DETERMINAÇÕES, RECOMENDAÇÕES E CIÊNCIA. APRECIÇÃO, TAMBÉM NESTA ASSENTADA, DE EMBARGOS DE DECLARAÇÃO OPOSTOS EM FACE DE DESPACHO QUE INDEFERIU PEDIDO FORMULADO POR CONFEDERAÇÃO NACIONAL DE TRABALHADORES COM VISTAS AO INGRESSO NOS AUTOS COMO PARTE INTERESSADA, TENDO-A ADMITIDO, ENTRETANTO, COMO *AMICUS CURIAE*. DECLARATÓRIOS CONHECIDOS E PARCIALMENTE ACOLHIDOS COM EFEITOS INFRINGENTES.

RELATÓRIO

Início este Relatório transcrevendo, com alguns ajustes de forma e fundamentado no inciso I do § 3º do art. 1º da Lei 8.443, de 16/7/1992, parte do parecer técnico elaborado no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica) e autuado como peça 234:

### “INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de desestatização, com o objetivo de acompanhar a privatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), seus impactos setoriais, para o consumidor e para a União.
2. A presente instrução, em atenção a despacho do Ministro-Relator Aroldo Cedraz de 1º/7/2021 (peça 97), contempla análise das ações coordenadas pelo Ministério de Minas Energia (MME) para a definição das premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira desenvolvidas para a definição do valor adicionado dos novos contratos de concessão de energia elétrica das usinas hidrelétricas, definidas no art. 2º da Lei 14.182/2021, a serem celebrados entre a União e a Eletrobras.
3. Assim, o escopo dessa fase do trabalho de acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras é a análise da precificação do valor adicionado desses contratos, que serviu de base para a definição dos pagamentos que a empresa fará a título de bônus de outorga e para depósito na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).
4. As questões referentes à reestruturação societária, ao modelo de exercício de controle, prescritos pela Lei 14.182/2021, e à definição do preço mínimo das ações da Eletrobras, exigido pela Lei 9.471/1997, serão objeto de análise em instrução específica posterior.

### HISTÓRICO

5. A discussão sobre a privatização da Eletrobras ocorre formalmente desde o ano de 2017, com a edição da Medida Provisória (MPV) 814/2017, que incluiu a empresa no Programa Nacional de Desestatização (PND) – estabelecido nos termos da Lei 9.491/1997 –, mas perdeu a vigência por decurso de prazo.
6. Posteriormente, a discussão foi retomada por meio do Projeto de Lei (PL) 9.463/2018, o qual foi substituído pelo PL 5.877/2019, com o mesmo objetivo de desestatizar a Eletrobras. Ambos, porém, também não tiveram encaminhamento no Congresso Nacional.
7. As peças 1 a 59 do presente processo tratam de trâmites processuais relativos a tais iniciativas frustradas de privatização, que estão resumidas na instrução contida à peça 92 destes autos.
8. Ressalta-se que, tendo em vista as tentativas frustradas e a relevância da matéria relacionada à privatização da Eletrobras, realizou-se, então, fiscalização na modalidade levantamento, para diagnosticar a situação econômico-financeira da empresa e identificar riscos associados ao desempenho de suas operações, considerando o cenário de não-privatização da estatal (TC 034.837/2018-3, que resultou no Acórdão 2.691/2019, também da relatoria do Ministro Aroldo Cedraz).
9. Isso posto, por iniciativa do Ministro-Relator (peça 60), inicia-se, neste momento processual, nova análise no contexto da publicação da MPV 1.031/2021, de 23/2/2021, que reinstituiu o processo de desestatização da companhia, por meio do estabelecimento, entre outras providências, da forma e das condições para a privatização.
10. A partir de 19/5/2021, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) – designado, por meio do art. 1º, § 3º, da MPV 1.031/2021, como responsável pela execução e acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras – passou a dar notícias das ações adotadas no âmbito das contratações dos serviços técnicos especializados previstos no art. 30 do Decreto 2.594/1998, que regulamenta a Lei 9.491/1997 (peças 64 a 90; peças 110 a 120; e peças 123 a 132).

11. No dia 2/6/2021, o Ministério de Minas e Energia (MME) encaminhou, por intermédio do Ofício 85/2021/SE-MME (peça 63), o extrato de planejamento da desestatização da Eletrobras, em conformidade ao art. 2º, § 2º, da Instrução Normativa TCU (IN-TCU) 81/2018, que dispõe sobre a fiscalização dos processos de desestatização.

12. Tendo em vista a relevância da matéria tratada na referida medida provisória, elaborou-se, em 16/6/2021, a instrução, à peça 92, contendo mapeamento dos principais tópicos a respeito da privatização da Eletrobras e a proposição da ação de controle sobre o tema propriamente dita. Na ocasião, elencaram-se os pontos de controle a serem adotados no âmbito deste processo de acompanhamento, por serem considerados de alta prioridade, bem como os pontos de controle a serem adotados em processos específicos da SeinfraElétrica, se for o caso, dado que não são questões que devem ser necessariamente avaliadas antes da privatização.

13. Em despacho de 1º/7/2021 (peça 97), o Ministro-Relator ratificou as proposições desta Unidade Técnica registradas na instrução contida à peça 92, inclusive no tocante à estratégia de análise do processo de capitalização, a qual será realizada em, pelo menos, dois momentos distintos:

a) no primeiro momento, para a avaliação do cálculo do valor adicionado com os novos contratos de geração de energia elétrica a que alude a MPV 1.031/2021, em seu art. 3º, inciso II, e a consequente definição do valor do bônus de outorga; e

b) no segundo, para a apreciação das demais premissas e procedimentos necessários para a conclusão da capitalização da Eletrobras, em especial no que tange à avaliação da empresa.

14. Outrossim, o Ministro-Relator autorizou a SeinfraElétrica a promover, caso entendesse necessário, a alteração dos pontos de controle por ele ratificados, à luz das modificações promovidas pelo Congresso Nacional no texto original da MPV 1.031/2021 que culminou com a promulgação da Lei 14.182, em 12/7/2021.

15. Essa lei estabeleceu, em termos gerais, uma série de medidas basilares, gerais e condicionantes dispostas no texto original da MPV para o prosseguimento da desestatização da companhia, acrescido de emendas que, em seus pontos principais, tratam da oferta da expansão da matriz elétrica mediante a instalação de térmicas a gás natural em montantes e localidades pré-estabelecidos, bem como de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), e a prorrogação de contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), com prováveis impactos na tarifa de energia elétrica.

16. Na sequência, a SeinfraElétrica designou a equipe de fiscalização responsável pelo acompanhamento do processo de desestatização da Eletrobras por meio da Portaria de Fiscalização 465/2021 (peça 135), bem como o respectivo cronograma de trabalho voltado à análise do cálculo do valor adicionado dos novos contratos de geração de energia elétrica das usinas da Eletrobras resultantes do processo de desestatização e as suas questões relacionadas.

17. Conforme estabelecido no art. 4º, incisos I e II, c/c o art. 5º da Lei 14.182/2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou, em 31/8/2021, a Resolução CNPE 15/2021 (peça 166), fixando, entre outras disposições, os montantes relativos: (i) ao valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica da Eletrobras; (ii) ao valor a ser pago pela Eletrobras à União como bonificação pela outorga desses contratos; e (iii) ao valor a ser pago pela Eletrobras à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

18. Sendo assim, em atendimento à IN-TCU 81/2018, o MME encaminhou, em 1º/9/2021, o Ofício 358/2021/SE-MME, com as informações iniciais que subsidiaram a publicação da referida resolução (peças 140 a 147).

19. Tendo em vista a incompletude das informações encaminhadas, em 3/9/2021, a equipe de fiscalização encaminhou o Ofício 104/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 151), solicitando ‘especificação do atendimento (ou justificativa para sua ausência), por meio da documentação já encaminhada ao TCU em anexo ao Ofício 358/2021/SE-MME, para cada um dos itens previstos nos artigos 3º e 4º da IN-TCU 81/2018’.

20. Em resposta, o MME encaminhou o Ofício 406/2021/SE-MME e anexos (peça 178 a 186).

21. O referido expediente foi complementado pelo Ofício 421/2021/SE-MME (peça 188), em que o MME correlaciona as mesmas peças encaminhadas no bojo do Ofício 406/2021/SE-MME (peças 179 a 186 e peças 189 a 196) a apenas alguns incisos dos arts. 3º e 4º da IN-TCU 81/2018, sem, contudo, dar notícia quanto à documentação que deveria ser encaminhada com vistas a dar atendimento aos demais dispositivos não mencionados ou as justificativas para o não atendimento.

22. Não obstante a documentação encaminhada pela via oficial, tendo em vista a importância da análise e a necessidade da obtenção de informações tempestivas de forma a permitir um acompanhamento célere e completo a respeito do tema, foram realizadas reuniões semanais com representantes do MME e foi concedido acesso integral, por meio do Sistema Eletrônico de Informações (SEI), aos processos correlatos na pasta ministerial (SEI 48300.000099/2021-10, 48300.000243/2021-22, 48300.000563/2021-82 e 48300.000862/2021-17), permitindo à equipe de fiscalização iniciar as suas análises antes mesmo do recebimento formal da documentação devida.

### **Disposições basilares da Lei 14.182/2021 (conversão da MPV 1.031/2021), acerca do processo de capitalização**

23. O art. 1º, *caput*, da Lei 14.182/2021 estabeleceu que a desestatização ocorrerá sob égide da Lei 9.491/1997 e que a sua concretização depende da outorga de novas concessões de geração de energia elétrica para os Contratos de Concessão 4/2004-Aneel-Furnas e 7/2004-Aneel-Eletronorte, relativos às Usinas Hidrelétricas (UHEs) Mascarenhas de Moraes e Tucuruí, respectivamente.

24. Também foi definido que a desestatização será executada na modalidade de aumento do capital social, por meio de subscrição de ações ordinárias, com a renúncia do direito de subscrição pela União, sendo que esta poderá realizar oferta pública secundária de suas ações detidas direta ou indiretamente (art. 1º, §§ 1º e 2º).

25. Adicionalmente, o art. 2º da Lei estabelece que, para a desestatização, fica a União autorizada a outorgar novas concessões de geração de energia elétrica para, além das usinas especificadas no art. 1º, as usinas da Eletrobras que tenham sido prorrogadas sob o regime de cotas previsto na Lei 12.783/2013 e as UHEs Sobradinho e Itumbiara, prorrogadas respectivamente sob os regimes previstos nas Leis 11.943/2009 e 13.182/2015.

26. O art. 4º da Lei 14.182/2021, por sua vez, dispõe sobre a forma de cálculo e as destinações do valor adicionado às concessões:

#### **Lei 14.182/2021:**

Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:

I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

II - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos das seguintes parcelas:

a) despesas relacionadas à revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, nos termos da alínea a do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

b) despesas relacionadas ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, de acordo com o disposto na alínea b do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

c) despesas relacionadas aos projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, nos termos da alínea c do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei; e

d) despesas para ressarcir o valor econômico do fornecimento de energia elétrica para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), conforme tratado no § 6º do art. 6º desta Lei;

27. Ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em linha com o disposto na Lei 9.491/1997 e no Decreto 2.594/1998, foi atribuída a responsabilidade pela execução e o acompanhamento de todo o processo de desestatização. O BNDES ficou, ainda, autorizado a contratar serviços técnicos especializados necessários ao processo de desestatização da Eletrobras (art. 1º, §§ 3º e 4º).

28. A Lei 14.182/2021 também autorizou o Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República (CPPI) a estabelecer condições para aprovação pela assembleia geral da Eletrobras adicionais àquelas contidas no seu art. 3º (art. 1º, § 5º).

29. Por fim, o referido diploma legal estabeleceu condições específicas para a privatização da Eletrobras, tratadas nos seus artigos 3º a 8º, com autorizações operacionais para a consecução das condições específicas nos seus artigos 9º a 11.

30. Algumas dessas condições, conforme proposto pela Unidade Técnica (peça 92) e ratificado pelo Ministro-Relator (peça 97), por serem prementes e necessárias, deverão ser objeto de controle imediato pelo Tribunal enquanto outras deverão ser acompanhadas em momento subsequente, porque demandam desdobramentos regulamentares e operacionais que somente se concretizarão em exercícios futuros.

#### **Organização do exame técnico**

31. Conforme despacho do Ministro-Relator, a presente instrução trata da avaliação do cálculo do valor adicionado com os novos contratos de geração de energia elétrica a que alude a Lei 14.182/2021, em seu art. 3º, inciso II, e a consequente definição do valor do bônus de outorga.

32. Nesse contexto, apresentam-se a seguir os seguintes tópicos, no âmbito do exame técnico:

I – Análise formal da documentação encaminhada para dar cumprimento aos arts. 3º e 4º da IN-TCU 81/2018;

II – Escopo da análise de mérito acerca do objeto examinado;

III – Características gerais das usinas com novas concessões autorizadas pela Lei 14.182/2021;

IV – Características das novas concessões a serem outorgadas;

V – Valor de outorga das novas concessões;

VI – Necessidade de ajustes na modelagem econômico-financeira adotada para o cálculo do valor de outorga;

VII – Impactos tarifários resultantes da nova outorga;

VIII – Utilização de recursos resultantes da nova outorga em políticas públicas, na forma de contrapartidas contratuais, sem trânsito no Orçamento Geral da União.

#### **EXAME TÉCNICO**

I. Análise formal da documentação encaminhada

33. O processo de desestatização da Eletrobras – inicialmente apresentado à SeinfraElétrica em reunião realizada no dia 26/4/2021, com representantes do MME, Ministério da Economia (ME), BNDES e Eletrobras (peça 92, anexo A) – compreende, além dos procedimentos normalmente previstos em processos de concessões de serviços públicos, as etapas necessárias para a conclusão da privatização de uma empresa estatal.

34. Nesse contexto, no que tange à documentação exigida pela IN-TCU 81/2018, o Poder Concedente apresentou inicialmente o Ofício 358/2021/SE-MME (peça 140), contendo as informações constantes das peças 141 a 147.



35. Tendo em vista lacuna nas informações encaminhadas, a equipe de fiscalização enviou o Ofício 104/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 151), solicitando ‘especificação do atendimento (ou justificativa para sua ausência), por meio da documentação já encaminhada ao TCU em anexo ao Ofício 358/2021/SE-MME, para cada um dos itens previstos nos artigos 3º e 4º da IN-TCU 81/2018’.

36. Em complementação, o MME encaminhou o Ofício 406/2021/SE-MME (peça 178), juntamente aos seus anexos (peças 179 a 186), também complementado pelo Ofício 421/2021/SE-MME (peça 188) e seus anexos (peças 189 a 196).

37. Inicialmente, verifica-se que, apesar de a equipe de fiscalização ter provocado o MME duas vezes a apresentar a documentação exigida nos arts. 3º e 4º da IN-TCU 81/2018 (a primeira mediante o Ofício 104/2021-TCU/SeinfraElétrica e a segunda por meio de comunicação oral durante reuniões de nivelamento sobre andamento do processo), o Ofício 421/2021/SE-MME não fez menção à integralidade da documentação, como é o caso, por exemplo, daquelas relacionadas no art. 3º, incisos I a XIII.

38. Desse modo, tendo em vista a precariedade da documentação apresentada para permitir uma análise conclusiva sobre a desestatização em todos os seus aspectos, cabe registrar que não corre o prazo normativo previsto no art. 9º da IN 81/2018, por força do § 1º do mesmo artigo.

39. Não obstante, considerando as etapas envolvidas na aludida desestatização, foram estabelecidas pelo Ministro-Relator (peça 92) ao menos duas análises em momentos distintos, como mencionado no parágrafo 13 desta instrução. A análise empreendida neste momento refere-se à avaliação do cálculo do valor adicionado com os novos contratos de geração de energia elétrica a que alude a Lei 14.182/2021.

40. Nesse sentido, é cabível o entendimento quanto à necessidade de atendimento apenas do art. 3º da IN 81/2018 nesta primeira análise, o qual trata das informações gerais exigidas para o acompanhamento dos processos de desestatização.

41. A análise formal sob o prisma da privatização da Eletrobras ocorrerá oportunamente, tão logo recebida a integralidade da documentação exigida para a espécie de desestatização em questão, estabelecida no art. 4º da IN-TCU 81/2018, quando, a partir de então, inicia-se o prazo previsto no art. 9º do mesmo normativo.

42. No que se refere à documentação exigida no art. 3º, embora não tenham sido mencionadas no âmbito do Ofício 421/2021/SE-MME, foram encaminhadas inicialmente pelo MME, por meio do Ofício 358/2021/SE-MME, outras informações em atendimento ao comando normativo. Ao final da análise formal, verifica-se a seguinte situação a respeito das informações apresentadas:

Tabela 1 - Documentação encaminhada pelo MME em atendimento à IN 81/2018

Dispositivo	Informação exigida	Documento encaminhado	Justificativa em caso de não cumprimento
Art. 3º, <i>caput</i>	Estudos de viabilidade e as minutas do instrumento convocatório	Ofício AED 88/2021 (peças 181 e 191)	O BNDES afirma que a exigência de instrumento convocatório não se aplica ao caso concreto, em que a desestatização da Eletrobras se dará através do não exercício do direito de preferência pela União do aumento de capital que será realizado pela Companhia. No entanto, informa que a minuta do Prospecto da Oferta ainda será encaminhada ao TCU tão logo esteja disponível.
	Minuta contratual e caderno de encargos, já	Ofício 255/2021-	A Aneel informa que a minuta do contrato de concessão encontra-se

	consolidados com os resultados decorrentes de eventuais consultas e audiências públicas realizadas	DR/ANEEL (peças 182 e 192)	em fase de contribuições por meio da Consulta Pública 48/2021 e ainda seguirá para aprovação da Diretoria.
Art. 3º, inciso I	Deliberação competente para abertura de procedimento licitatório	Embora não haja menção explícita do MME quanto ao atendimento deste dispositivo, a justificativa do BNDES acima é válida, cabendo citar a própria autorização legislativa conferida pela Lei 14.182/2021.	
Art. 3º, inciso II	Objeto, área de exploração e prazo do contrato ou do ato administrativo	Embora não haja menção explícita do MME quanto ao atendimento deste dispositivo, tais informações constam da minuta contratual encaminhada (peça 146).	
Art. 3º, inciso III	Documentos e planilhas eletrônicas desenvolvidos para avaliação econômico-financeira do empreendimento, inclusive em meio magnético, com fórmulas discriminadas, sem a exigência de senhas de acesso ou qualquer forma de bloqueio aos cálculos, e, quando for o caso, descrição do inter-relacionamento das planilhas apresentadas	Embora não haja menção explícita do MME quanto ao atendimento deste dispositivo, tais informações constam da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144) e da peça 143.	
Art. 3º, inciso IV	Relação de estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados ao objeto a ser licitado, quando houver, com a discriminação dos custos correspondentes	Embora não haja menção explícita do MME quanto ao atendimento deste dispositivo, tais informações constam apenas para a UHE Tucuruí, no bojo do Relatório EPE-DEE-RE-080/2021-R0 (peça 142).	
Art. 3º, incisos V a XIII	Várias	O MME não fez menção a nenhum documento e não justificou a ausência.	
Art. 3º, inciso XIV	Definição da metodologia a ser utilizada para a aferição do equilíbrio econômico-financeiro no primeiro ciclo de revisão do contrato de concessão ou permissão e sua forma de atualização, bem como justificativa para a sua adoção	Ofício 255/2021-DR/ANEEL (peças 182 e 192)	A Aneel informa que a minuta do contrato de concessão encontra-se em fase de contribuições por meio da Consulta Pública 48/2021 e ainda seguirá para aprovação da Diretoria. A minuta contratual encaminhada (peça 146) não contém as informações exigidas neste dispositivo.

Art. 3º, incisos XV a XIX	Várias	O MME não fez menção a nenhum documento e não justificou a ausência.	
Art. 3º, inciso XX	Relatório com manifestação do órgão gestor acerca das questões suscitadas durante a audiência pública sobre os estudos de viabilidade, caso ocorra, e sobre a minuta do instrumento convocatório e anexos	Ofício AED 88/2021 (peças 181 e 191) e Ofício 255/2021-DR/ANEEL (peças 182 e 192)	Os documentos não fazem menção aos estudos de viabilidade, mas no tocante à minuta do instrumento convocatório repete-se a justificativa aduzida pela Aneel quanto ao não cumprimento.
Art. 3º, inciso XXI	Estudo contendo descrição exaustiva de todos os elementos que compõem a matriz de repartição de riscos do empreendimento, fundamentando a alocação de cada risco mapeado para cada uma das partes envolvidas no contrato a ser firmado	O MME não fez menção a nenhum documento e não justificou a ausência.	

Fonte: Elaboração própria.

43. Verifica-se, a partir da análise exposta na Tabela 1 acima, que subsistem lacunas em relação a uma série de informações, tais como a metodologia para recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão ou aquelas relacionadas à licença ambiental dos empreendimentos e as suas respectivas condicionantes.

44. Em face das falhas formais identificadas, propõe-se dar ciência ao MME quanto à ausência de informações exigidas normativamente no âmbito do processo de privatização da Eletrobras, cuja análise formal requer a classificação, por parte dos órgãos gestores, das informações encaminhadas em cumprimento às disposições da IN-TCU 81/2018 pelo tipo de informação exigida nos arts. 3º, 4º e 5º, conforme o caso, com a justificativa quanto ao não atendimento de algum dos dispositivos mencionados.

45. Contudo, visando a um formalismo moderado e considerando o escopo do presente trabalho, a documentação encaminhada atende, de uma forma geral, às exigências específicas para a análise da matéria, não havendo prejuízo ao prosseguimento do feito.

## II. Escopo da análise de mérito sobre o objeto examinado

46. A definição do escopo de análise desta Unidade Técnica sobre o cálculo do valor adicionado com os novos contratos de geração de energia elétrica a que alude a Lei 14.182/2021 (VAC) partiu do mapeamento elaborado na instrução anterior (peça 92), ratificado pelo Ministro-Relator (peça 97), em que foram consideradas de alta prioridade, para fins do presente acompanhamento, as premissas adotadas pelo CNPE para fundamentar o referido cálculo, incluindo os seguintes aspectos do objeto fiscalizado:

- a) o recálculo das garantias físicas no contexto da capitalização;
- b) a fundamentação para a fixação dos valores a serem pagos à CDE;
- c) a consistência jurídica e operacionalização da solução proposta em relação às despesas previstas no art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021; e



d) os impactos tarifários da descotização, que é a condição estabelecida pelo art. 4º, inciso III, da Lei 14.182/2021, com o objetivo de alterar o regime de exploração das usinas compreendidas nos incisos I a III do art. 2º da Lei 14.182/2021.

47. Necessário salientar, em relação ao subitem 'a', que a análise buscou tão somente identificar as premissas adotadas pelo Poder Concedente com o objetivo de tornar as garantias físicas do parque hidrelétrico brasileiro mais realistas, apontando eventuais riscos em caso de necessidade. Ou seja, não fez parte do escopo desta instrução a análise dos cálculos efetivamente realizados, bem como de normas e regulamentos do setor elétrico que não tenham sido elaborados diretamente para a privatização da Eletrobras, como a Portaria MME 101/2016, que institui a metodologia de cálculo de garantias físicas, norma balizadora do referido recálculo.

48. Com relação ao subitem 'd', a despeito da autorização registrada em despacho do Ministro-Relator para incluir nos pontos de controle deste processo as alterações promovidas no texto original da MPV 1.031/2021 (peça 97), a análise não compreendeu os impactos tarifários gerados por outras previsões legais estabelecidas na Lei 14.182/2021, tais como as estabelecidas no art. 1º, § 1º, do referido diploma legal (contratação de térmicas a gás natural, de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfra). Isso porque a descotização era a única disposição constante do texto original da MPV 1.031/2021 e cujos impactos são resultantes diretamente das novas outorgas a serem concedidas. Vale dizer, sem prejuízo de que sejam objeto de análise em outros processos desta Secretaria, as demais previsões legais apontadas foram instituídas mediante emendas parlamentares e são comandos legais paralelos ao da desestatização da Eletrobras, que não possuem relação com as novas outorgas.

49. Por fim, também não faz parte do escopo desta instrução a apreciação das demais premissas e procedimentos necessários para a conclusão da capitalização da Eletrobras, em especial no que tange à avaliação da empresa, que serão avaliados ainda neste processo, mas em um segundo momento, seguindo o despacho do Ministro-Relator de 1º/7/2021 (peça 97).

50. Na seguinte fase do processo, serão avaliados o modelo de privatização da Eletrobras, via aumento de capital, e a reestruturação societária da empresa, por meio de alterações do seu estatuto social, com vistas a induzir o seu controle pulverizado.

51. Especificamente, serão analisados e demonstrados os riscos de diluição de valor das ações remanescentes do capital social da empresa de propriedade da União caso as ações ofertadas ao público tenham referência de preço inequivocamente inferior ao seu valor justo, intrínseco, aferido por meio de rigorosa avaliação econômico-financeira, conforme prevê a Lei 9.471/1997.

52. O processo de indução do controle pulverizado da companhia, por meio de alteração do seu estatuto social, também será analisado sob a ótica dos benefícios e dos riscos que imporá e o processo de governança que será necessário ser implantado para mitigar esses riscos e colher os benefícios do modelo de controle preconizado pela Lei 14.182/2021.

53. O processo de decisão e motivação da quantidade de ações a serem lançadas por meio da oferta pública para aumento de capital da empresa também será analisado e avaliado quanto a sua consistência e adequação para promover a transferência do controle acionário da empresa para a iniciativa privada e prover estabilidade à gestão da companhia.

54. É importante ressaltar que, como o valor adicionado dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica das usinas hidrelétricas, especificadas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, serão inteiramente pagos pela Eletrobras sob a forma de depósitos na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e de bônus de outorga, serão os demais ativos da companhia que praticamente responderão pelo valor das ações a ser definido pela avaliação econômico-financeira derivada dos serviços de consultoria contratados pelo BNDES.

55. As premissas da modelagem econômico-financeira serão testadas quanto à consistência das projeções de tarifas, de energia gerada e de crescimento do mercado e de investimentos da empresa para manter ou aumentar sua participação tanto no mercado de geração quanto de transmissão de energia, à definição da taxa de retorno requerida e ao tratamento das participações remanescentes

da empresa em Sociedades de Propósito Específico, inclusive quanto à metodologia de avaliação econômico-financeira dessas participações, entre outros temas.

56. Ademais, os testes e avaliações sobre as premissas de modelagem econômico-financeira incluirão os ajustes, resultantes dos trabalhos de *due diligence* a serem apresentados pelos consultores, que serão implementados no balanço patrimonial de partida das projeções de demonstrações financeiras da Eletrobras como, por exemplo, o tratamento das contingências cíveis, principalmente as referentes ao Empréstimo Compulsório devido a sua alta materialidade, além das trabalhistas e das tributárias.

57. Por fim, conforme proposto na instrução submetida ao relator (peça 92) para definição do escopo dos trabalhos de acompanhamento da desestatização da Eletrobras, importa informar que o Decreto 10.791, de 10 de setembro de 2021, criou a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBpar).

58. A ENBpar terá por finalidade manter sob o controle da União a operação de usinas nucleares, a titularidade do capital social e a aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional, gerir contratos de financiamento que utilizem recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), administrar os bens da União sob a administração da Eletrobras, administrar a conta-corrente do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e gerir os contratos de comercialização da energia gerada pelos empreendimentos contratados no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

59. Assim, a nova empresa ficará encarregada da continuidade e do desenvolvimento das atividades de caráter público hoje empreendidas pela Eletrobras, que serão tratadas em ações de controle externo a serem realizadas após a assunção dessas atividades pela ENBpar, prevista para ocorrer em até doze meses após a capitalização da Eletrobras.

### III. Características gerais das usinas com novas concessões autorizadas pela Lei 14.182/2021

60. Entre as premissas para a capitalização da Eletrobras, constava do texto original da MPV 1.031/2021 a celebração de novos contratos de concessão das usinas hidrelétricas da Companhia alcançadas pelo regime de cotas criado pela Lei 12.783/2013, alterando o regime dessas usinas para o regime de Produção Independente de Energia (PIE), bem como a prorrogação da concessão da hidrelétrica de Tucuruí, atualmente sob o regime de serviço público, modalidade em que, assim como ocorre com o regime de cotas, a outorga se vincula à entrega da energia elétrica gerada pelas usinas às distribuidoras de energia elétrica.

61. Com a aprovação do texto final da lei de conversão (Lei 14.182/2021), deixou-se expresso que o novo contrato para substituir o Contrato de Concessão 7/2004-Aneel-Eletronorte também incluirá a UHE Curuá-Una, bem como adicionou-se a autorização para a celebração de novo contrato da concessão da UHE Mascarenhas de Moraes, de titularidade de Furnas.

62. A relação das 22 usinas hidrelétricas da Eletrobras compreendidas no art. 2º da Lei 14.182/2021, com novos contratos de concessão autorizados, é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Informações básicas relativas às usinas compreendidas no art. 2º da Lei 14.182/2021

Usina	Subsidiária	Regime de exploração	Termo final da concessão vigente	Potência instalada (MW)
Boa Esperança	Chesf	Serviço público (cotas)	31/12/2042	237,3
Apolônio Sales (Moxotó)			31/12/2042	4.279,6
Paulo Afonso I			31/12/2042	
Paulo Afonso II			31/12/2042	
Paulo Afonso III			31/12/2042	
Paulo Afonso IV			31/12/2042	

Luiz Gonzaga (Itaparica)			31/12/2042	1.479,6
Xingó			31/12/2042	3.162,0
Funil			31/12/2042	30,0
Pedra			31/12/2042	20,0
Sobradinho		Serviço público (regime especial)	09/02/2052	1.050,3
Coaracy Nunes		Serviço público (cotas)	31/12/2042	78,0
Tucuruí	Eletronorte	Serviço público	30/08/2024	8.535,0
Curuá-Una			08/05/2038	42,8
Corumbá I	Furnas	Serviço público (cotas)	31/12/2042	375,0
Estreito (Luís Carlos B. de Carvalho)			31/12/2042	1.050,0
Funil – RJ			31/12/2042	216,0
Furnas			31/12/2042	1.216,0
Marimbondo			31/12/2042	1.440,0
Porto Colômbia			31/12/2042	320,0
Itumbiara		Serviço público (regime especial)	26/02/2020	2.082,0
Mascarenhas de Moraes (Peixoto)		Serviço público	29/01/2024	476,0
<b>Total</b>				<b>26.089,6</b>

Fonte: Elaboração própria, com base nas informações da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144).

63. Conforme previsto no art. 36 da Lei 8.987/1995 (Lei de Concessões), é devido às concessionárias de serviço público, no advento do termo contratual, indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

64. A metodologia estabelecida para o cálculo desse montante é a do Valor Novo de Reposição (VNR), prevista no art. 15, § 1º, da Lei 12.783/2013 e na Resolução Normativa Aneel (REN) 596/2013 (peça 166), que consiste no levantamento do valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir do banco de preços da concessionária, ou do banco de preços referenciais, quando homologado, ou do custo contábil atualizado.

65. Nesse sentido, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) inicialmente elaborou o orçamento desses bens reversíveis e subtraiu a depreciação acumulada, conforme as taxas estabelecidas na REN Aneel 731/2016. Assim foi feito para a UHE Tucuruí (peça 142), que, de acordo com a Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 16), possuirá um montante de R\$ 5.103.744.550,00 a ser indenizado ao fim da concessão vigente, em agosto de 2024 (R\$ 6.617.935.560 na data-base da modelagem econômico-financeira – 1/1/2022).

66. No caso da UHE Curuá-Una, o MME registra que as informações disponibilizadas pela Eletrobras até o fechamento da modelagem econômico-financeira não eram suficientes para os cálculos do VNR da usina, ‘sendo necessário, portanto, haver uma complementação dos dados, por parte da empresa, para dar prosseguimento às avaliações’.

67. As demais usinas, por sua vez, estão com seus ativos totalmente depreciados, de acordo com a Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 15). É o caso (i) das concessões renovadas sob o regime de cotas; (ii) das UHEs Itumbiara e Sobradinho, cujas concessões foram renovadas em

regimes específicos instituídos pelas Leis 11.943/2009 e 13.182/2015; e (iii) da UHE Mascarenhas de Moraes.

68. Verifica-se, assim, que se trata de ativos antigos do parque hidrelétrico brasileiro, havendo que se registrar os potenciais benefícios relativos à modernização dessas usinas, conforme estudo elaborado pela EPE (Nota Técnica de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas, Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada, tratando dos benefícios potenciais com a modernização do parque hidrelétrico brasileiro), disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-de-repotenciacao-e-modernizacao-de-usinas-hidretricas-ganhos-de-eficiencia-energia-e-capacidade-instalada>.

69. A esse respeito, encaminhou-se à empresa o Ofício 0108/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 176), questionando-a a respeito da oportunidade e conveniência de exigências para a elaboração de estudos para a definição do aproveitamento ótimo desses empreendimentos nos respectivos contratos de concessão. Ressalta-se que as mesmas exigências foram incluídas nos contratos da UHE Porto Primavera (TC 011.764/2018-0) e das usinas hidrelétricas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) (TC 047.230/2020-7).

70. No entanto, em resposta, a EPE informou que ‘não há informações suficientes para indicar a viabilidade financeira e técnica sobre o investimento em novos estudos para todas as usinas em questão’ e que os ‘instrumentos mais eficientes para endereçar esse investimento seriam evoluções regulatórias e de mercado’ (peça 202), na linha do que se discute atualmente no âmbito da modernização do setor elétrico brasileiro, cujos principais pontos são tratados no âmbito do PLS 232/2016 e do PL 414/2021.

71. Em termos de custos, a Resolução Normativa Aneel (REN) 934/2021 estabelece os valores para ressarcimento dos estudos de viabilidade econômico-financeira (EVTE) dos aproveitamentos hidrelétricos nos processos de licitação de empreendimentos de geração, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Regras de ressarcimento de EVTE da Aneel

Tamanho do empreendimento	Parcela fixa	Parcela variável
Para potências nos EVTE até 360 MW	R\$ 3.120.000,00	R\$ 68.000/MW de potência no estudo de viabilidade
Para potências nos EVTE acima de 360 MW	R\$ 23.280.000,00	R\$ 12.000/MW de potência no estudo de viabilidade

Fonte: REN 934/2021.

72. Considerando tais valores como estimativa dos custos que seriam arcados pela Eletrobras na elaboração desses estudos para cada uma das usinas envolvidas na outorga em questão, isso representaria uma despesa total de aproximadamente R\$ 727 milhões, como exposto na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4 - Custo estimado com novos EVTEs da outorga

Usina	Potência (MW)	Parcela fixa (mil R\$)	Parcela variável (mil R\$)	Total (mil R\$)
Apolônio Sales (Antiga Moxotó)	400,00	23.280,00	4.800,00	28.080,00
Boa Esperança (Antiga Castelo Branco)	237,30	3.120,00	16.136,40	19.256,40
Coaracy Nunes	78,00	3.120,00	5.304,00	8.424,00
Corumbá I	375,00	23.280,00	4.500,00	27.780,00
Curuá-Una	42,80	3.120,00	2.910,40	6.030,40
Estreito (Luiz Carlos Barreto de	1.050,00	23.280,00	12.600,00	35.880,00

Carvalho)				
Funil	30,00	3.120,00	2.040,00	5.160,00
Funil	216,00	3.120,00	14.688,00	17.808,00
Furnas	1.216,00	23.280,00	14.592,00	37.872,00
Itumbiara	2.082,00	23.280,00	24.984,00	48.264,00
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	23.280,00	17.755,20	41.035,20
Mascarenhas de Moraes (Antiga Peixoto)	476,00	23.280,00	5.712,00	28.992,00
Marimbondo	1.440,00	23.280,00	17.280,00	40.560,00
Paulo Afonso I	180,00	3.120,00	12.240,07	15.360,07
Paulo Afonso II	443,00	23.280,00	5.316,00	28.596,00
Paulo Afonso III	794,20	23.280,00	9.530,40	32.810,40
Paulo Afonso IV	2.462,40	23.280,00	29.548,80	52.828,80
Pedra	20,01	3.120,00	1.360,48	4.480,48
Porto Colômbia	320,00	3.120,00	21.760,00	24.880,00
Sobradinho	1.050,30	23.280,00	12.603,60	35.883,60
Tucuruí	8.535,00	23.280,00	102.420,00	125.700,00
Xingó	3.162,00	23.280,00	37.944,00	61.224,00
<b>Total</b>		<b>350.880,00</b>	<b>376.025,34</b>	<b>726.905,34</b>

Fonte: Elaboração própria.

73. Esse montante representa menos de 1,5% do valor adicionado com os novos contratos de concessão (VAC), motivo pelo qual não há o que se falar em inviabilidade econômica sobre o investimento em novos estudos para todas as usinas em questão, como alegado pela EPE. Ademais, dadas as incertezas associadas à aprovação ou não do projeto de modernização do setor elétrico brasileiro, cujos aprimoramentos regulatórios seriam suficientes para incentivar a realização desse tipo de investimento, a exigência na realização desses estudos neste momento pode permitir, desde já, a obtenção dos potenciais benefícios deles advindos.

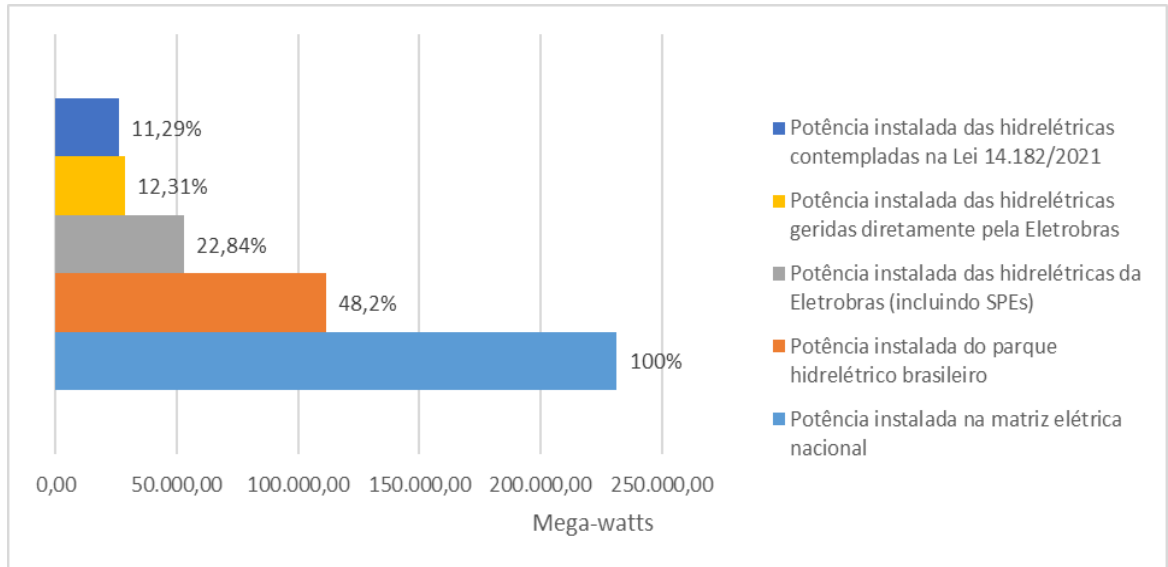
74. Por outro lado, cabe ao Poder Concedente verificar, caso a caso, a viabilidade técnica desses estudos, à luz das conclusões anteriormente expostas pela EPE e tal como possivelmente verificado em casos anteriores como o da UHE Porto Primavera e das usinas da CEEE-GT.

75. Na situação atual, a potência instalada das usinas referidas no art. 2º da Lei 14.182/2021 é de 26.089,6 MW, o que representa 91,67% da potência total instalada de usinas hidrelétricas geridas pelas empresas do Grupo Eletrobras (30.828,15 MW), segundo o Formulário de Referência 2021, p. 211-213, publicado pela estatal (<https://eletrobras.com/pt/ri/DemonstracoesFinanceiras/Formulario%20de%20Referencia%202021.pdf>). Não são abrangidas pela Lei 14.182/2021 as seguintes hidrelétricas concedidas às empresas do Grupo Eletrobras: Anta, Balbina, Barra do Rio Chapéu, Batalha, Curemas, João Borges, Manso, Gov. Jayme Canet Jr. (Mauá), Passo São João, Samuel, São Domingos, Serra da Mesa e Simplicio.

76. A Figura 1 a seguir apresenta as proporções das usinas em questão em relação a outras grandezas do setor elétrico, conforme os dados do Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga), disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>.



Figura 1 - Participação da potência instalada das UHEs sob gestão da Eletrobras contempladas na Lei 14.182/2021 (em concessões e em participações em SPEs) em relação a matriz elétrica nacional



Fonte: Sistema de Informações de Geração da Aneel (Siga), disponível em <https://www.aneel.gov.br/siga>.

77. Considerando a representatividade das usinas contempladas na Lei 14.182/2021 perante as usinas da Eletrobras e em relação ao sistema elétrico como um todo, constata-se a relevância dos novos contratos a serem celebrados. No que diz respeito ao potencial para a geração de receitas advindas das referidas concessões, a materialidade é corroborada pelas informações contidas nas Demonstrações Financeiras da Eletrobras referentes ao ano de 2020 (<https://eletrobras.com/pt/ri/DemonstracoesFinanceiras/DCC%202020%2031-12-2020.pdf>), que registram um ativo imobilizado de R\$ 32,6 bilhões (1/3 dos ativos relevantes da empresa), em que cerca de 90% referem-se às usinas em questão.

78. Verifica-se, portanto, dada a importância do conjunto de usinas envolvido nas novas concessões a serem outorgadas, que eventuais ganhos em termos de potência nesses empreendimentos poderão resultar em benefícios não só de ordem sistêmica, mas para a própria geração de receitas da Eletrobras, motivo pelo qual, inclusive, pode-se aventar interesse residual da concessionária na realização dos estudos em questão.

79. Desse modo, entende-se pertinente recomendar ao MME que avalie – à luz das conclusões anteriormente expostas pela EPE na Nota Técnica de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas, Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada (contendo os benefícios potenciais com a modernização do parque hidrelétrico brasileiro), das incertezas associadas à aprovação ou não do projeto de modernização do setor elétrico e do eventual interesse da Eletrobras na realização desses estudos – a oportunidade e a conveniência de se incluir no instrumento contratual de outorga das referidas usinas cláusula que estabeleça a realização de estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

#### IV. Características das novas concessões a serem outorgadas

80. Conforme mencionado anteriormente, o arranjo legal instituído para a desestatização da Eletrobras pressupõe a renovação das concessões de 22 usinas hidrelétricas da Eletrobras, desde que os novos contratos sejam celebrados sob o regime de PIE (art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021), no qual, de acordo com o art. 11 da Lei 9.074/1995, uma pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

81. Relembre-se que os contratos de concessão renovados sob os auspícios da Lei 12.783/2013 pressupunham a alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas às distribuidoras de energia elétrica. Como contrapartida, as concessionárias de geração fariam jus aos custos de operação e manutenção, bem como encargos e tributos, custos de melhorias e gestão dos ativos, entre outros. Quanto ao risco hidrológico, foi alocado aos consumidores de energia elétrica.

82. Já no contexto do art. 4º, inciso IV, da Lei 14.182/2021 e diferentemente do regime de cotas criado pela Lei 12.783/2013, a concessionária assumirá a gestão do risco hidrológico nesses contratos, que, de forma sintética, consiste nas implicações resultantes de situações em que as usinas hidrelétricas não geram energia suficiente para honrar seus contratos, por fatores fora da esfera de gestão das concessionárias, a exemplo das condições de hidrologia desfavorável. Tal assunto será abordado no tópico V.2.3 desta instrução.

83. Deve-se ressaltar que, por força do art. 4º, § 1º, da Lei 14.182/2021, no caso das UHEs Itumbiara e Sobradinho, os novos contratos de concessão devem preservar a obrigação de serem repassadas ao Fundo de Energia do Nordeste (FEN) e ao Fundo de Energia do Sudeste e Centro-Oeste (FESC) as diferenças entre os preços negociados e a remuneração regulatória para o regime de cotas relativas aos contratos de que tratam o inciso II do § 2º do art. 22 da Lei 11.943/2009 e o § 3º do art. 10 da Lei 13.182/2015, respectivamente. Esse ponto é uma das premissas legais existentes, conforme detalhado no tópico V.1 desta instrução.

84. Conforme consta da exposição de motivos da MPV 1.031/2021, a mudança no regime de comercialização de energia elétrica, mesmo considerando os riscos envolvidos, adiciona valor aos contratos de concessão. Isso porque, com essa mudança, a Eletrobras, uma vez privatizada, deixará de auferir uma receita regulatória que visa remunerar apenas os custos de operação e manutenção das usinas envolvidas, para passar a vender a energia por elas gerada a preços de mercado, sabidamente superiores a essa remuneração regulatória atualmente recebida.

85. Por outro lado, nesse mesmo cenário, as distribuidoras, que repassavam na tarifa cobrada dos seus consumidores apenas os custos regulatórios relativos à energia dessas usinas, agora passarão a comprar a totalidade ou parte dessa energia a preços superiores, com acréscimos tarifários.

86. Desse modo, com o objetivo de mitigar o impacto tarifário com a descotização, o art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021 destina 50% do VAC à CDE, cujas despesas são pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final (Lei 10.438/2002 e Decreto 9.022/2017), sendo repassado à tarifa na forma de encargo setorial. Assim, ao se realizarem aportes diretos na CDE oriundos do VAC, tem-se uma redução na pressão tarifária sobre o consumidor final resultante do processo de descotização.

87. O art. 4º, § 2º, da referida lei ainda dispensa a obrigação de pagamento pelo uso de bem público prevista no art. 7º da Lei 9.648/1998 e vincula o benefício advindo do repasse de recursos da CDE exclusivamente ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual se encontram os consumidores cativos das distribuidoras (em que se concentram os consumidores residenciais, por exemplo).

88. No que se refere ao potencial de gerar receitas, será permitido à Eletrobras, uma vez privatizada, de forma geral, comercializar livremente a energia das usinas cujas concessões serão renovadas até o limite de suas garantias físicas. A garantia física de uma usina, correspondente ao lastro físico que determina o quanto de sua energia é possível de ser comercializada, é resultado do rateio da garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), definida na Portaria MME 101/2016 como a quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir, dado um critério de garantia de suprimento.

89. Quanto às concessões atualmente em regime especial (UHE Itumbiara e UHE Sobradinho), em relação à garantia física alocada ao suprimento dos contratos abrangidos pelo art. 3º da Lei 10.604/2002 e art. 10 da Lei 13.182/2015, na medida em que esses ajustes forem se encerrando, a energia deixará de ser alocada ao regime de cotas, tal como atualmente previsto, para ser livremente comercializada pela Eletrobras.

90. Outrossim, após um novo cálculo efetuado pela EPE – detalhado no tópico V.2.1 desta instrução –, haverá uma redução média de 982,2 MW médios (7,34%) na garantia física do rol de usinas com contratos a serem renovados. Ressalta-se que não incidem no caso concreto os limites de redução impostos pelo art. 21 do Decreto 2.655/1998, por se tratar da celebração de novos contratos de concessão.

91. Ressalta-se, por fim, que os novos contratos de concessão trazem previsões relativas aos bens reversíveis e instalações das hidrelétricas (cláusula primeira e nona dos novos contratos de concessão, peça 146).

92. Todos os bens reversíveis existentes na ocasião da licitação que originou o contrato antigo serão considerados como integralmente amortizados. Inclusive, a concessionária renunciará ao direito de indenização dos investimentos parcialmente amortizados das UHEs Tucuruí e Curuá-Una.

93. Já os novos investimentos realizados ao longo da outorga poderão ser indenizados quanto à parcela ainda não amortizada quando do termo final contratual, desde que devidamente aprovado pelo Poder Concedente.

94. Com o advento do termo final dos novos contratos, os bens reversíveis e instalações vinculados às usinas passarão, em regra, a integrar o patrimônio da União.

#### **V. Do valor de outorga das novas concessões**

95. O valor da outorga pelas novas concessões da Eletrobras foi estabelecido por meio da Resolução 15/2021 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 31/8/2021 (peça 166).

96. Os cálculos, as premissas e os valores detalhados foram apresentados pelo Ministério de Minas e Energia na peça 144 (NT 46/2021/ASSEC), a qual tem como anexo a planilha com a modelagem econômico-financeira realizada para obtenção do valor adicionado à Eletrobras pelos novos contratos de concessão (peça 146).

97. A metodologia adotada pelo MME e pelo ME para precificar o valor adicionado das usinas hidrelétricas que terão novas concessões foi o fluxo de caixa descontado, que utilizou valores em moeda constante na data-base de janeiro de 2022, ou seja, os montantes projetados são valores reais e não nominais. O objetivo foi avaliar qual a diferença de valor que seria adicionado ao contrato dessas UHEs sob o regime de PIE em relação às suas concessões atuais, no formato de cotas, diante das vantagens destacadas na seção anterior.

98. Assim, dadas as diversas premissas legais, econômicas e setoriais que serão abordadas nos próximos tópicos, foi estimado o Valor Presente Líquido Incremental das novas concessões frente as antigas e calculado o desembolso à CDE que faria com que esse Valor Presente Líquido Incremental fosse zerado. Isso significa que, dada uma taxa de remuneração regulatória definida em 7,31% (detalhada no tópico V.2.3.1 desta instrução), o valor dos dispêndios previstos na Lei 14.182/2021 se igualaria ao incremento de valor dos novos contratos, sem alterar o equilíbrio financeiro teórico desses contratos da estatal, mas ampliando a liberdade de comercialização da Eletrobras privatizada.

99. A conclusão da Resolução 15/2021-CNPE foi que o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica seria de R\$ 62.479.656.370,10. Desse montante, deveria ser deduzido o valor de R\$ 2.906.498.547,37 relativo ao reembolso pelas despesas comprovadas com aquisição de combustível (dedução da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC) incorridas até 30/6/2017 pelas concessionárias que foram controladas pela Eletrobras e que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei 12.111/2009.

100. O saldo remanescente (R\$ 59.573.157.822,73), de acordo com a Lei 14.182/2021, deve ser dividido nas seguintes rubricas:

a) de acordo com o inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, a Eletrobras deve pagar à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) 50% do valor adicionado pelos novos contratos, ou seja, R\$ 29.786.478.912,00;

b) despesas previstas nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021, com: i) Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba (R\$ 350 milhões por ano, ao longo de dez anos); ii) desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal para redução estruturante dos custos de geração de energia e para navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins (R\$ 295 milhões por ano, ao longo de dez anos); e iii) implementação de Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias Hidrográficas na área de influência das usinas hidrelétricas de Furnas (R\$ 230 milhões por ano, ao longo de dez anos). O valor total dessas despesas, trazidas a valor presente pela taxa de remuneração real de 7,31%, seria de R\$ 6.058.526.290;

c) disponibilização, pelas concessionárias de geração localizadas na bacia do Rio São Francisco, do montante anual de 85 MWmed pelo prazo de vinte anos, pelo preço de R\$ 80,00/MWh, ao Operador do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF). Esse fornecimento de energia representaria um custo, trazido a valor presente pela taxa de remuneração real de 7,31%, de R\$ 509.563.867,00, representado pela diferença entre os valores de mercado e o valor subsidiado de R\$ 80/MWh;

d) o restante, ou seja, R\$ 23.218.488.755,00, será pago pela Eletrobras ou suas subsidiárias para o Tesouro Nacional, em razão da bonificação pela outorga de novos contratos de concessão.

101. Analisando a modelagem adotada, verifica-se que o MME utilizou as premissas legais, quando disponíveis, instituídas principalmente na Lei 14.182/2021 (Lei de privatização da Eletrobras) e na Lei 13.182/2015 (que institui o Fundo de Energia do Nordeste e o Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste). Para os demais critérios necessários a esse cálculo, foram instituídas premissas, apresentadas na Nota Técnica 46/2021/ASSEC-MME (peça 144).

102. Visando maior clareza, os parâmetros utilizados para o cálculo do valor da outorga serão apresentados em subtópicos específicos a seguir.

#### **V.1. Premissas instituídas pelas Leis 14.182/2021, 14.052/2020 e 13.182/2015**

103. A principal premissa legal foi a celebração de novos contratos de concessão, alterando o regime atual de cotas para o regime de exploração para produção independente (PIE), como previsto no art. 3º, inciso II, da Lei de Privatização da Eletrobras, processo chamado de descotização.

104. Essa alteração é muito significativa, pois permite que a energia dessas usinas, que atualmente é vendida diretamente ao mercado regulado por um custo regulatório próximo à soma da operação e manutenção (GAG O&M) com as melhorias e instalações necessárias (GAG Melhorias e CAIMI), passe a ser comercializado livremente, por valores de mercado, normalmente superiores aos atuais, que buscam remunerar o empreendedor apenas pelos custos.

105. De acordo com o inciso III, art. 3º, da Lei 14.182/2021, esse processo de descotização da energia deveria ocorrer entre cinco e dez anos. Dada a discricionariedade, o MME optou pelo prazo de cinco anos, ao ritmo de 20% ao ano, iniciando-se em 2023.

106. Conforme já mencionado nesta instrução, foi previsto ainda que a Eletrobras privatizada deverá destinar um montante equivalente a 50% do VAC à CDE, como forma de mitigar o impacto tarifário resultante da descotização (art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021).

107. Ademais, foram previstos na Lei 14.182/2021 gastos que a Eletrobras privatizada deverá honrar e que afetam o cálculo do valor das novas outorgas. Quais sejam:

a) Manutenção do pagamento das contribuições associativas ao Cepel (art. 3º, inciso IV, ao longo de seis anos);

b) Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba (art. 6º, R\$ 350 milhões por ano, ao longo de dez anos);

c) Desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal para redução estruturante dos custos de geração de energia e para navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins (art. 7º, R\$ 295 milhões por ano, ao longo de dez anos);

d) Implementação de Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias Hidrográficas na área de influência das usinas hidrelétricas de Furnas (art. 8º, R\$ 230 milhões por ano, ao longo de dez anos); e

e) Disponibilização, pelas concessionárias de geração localizadas na bacia do Rio São Francisco, do montante anual de 85 MW med pelo prazo de vinte anos, pelo preço de R\$ 80,00/MW, ao Operador do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF) (art. 6º, §6º).

108. A Lei 13.182/2015, por sua vez, alocou as garantias físicas da UHE Sobradinho e da UHE Itumbiara para, respectivamente, o Fundo de Energia do Nordeste (FEN) e o Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste (FESC).

109. Em relação à UHE Sobradinho, 90% de sua garantia física foi alocada ao FEN até 9/2/2032, a partir de quando as reservas seriam reduzidas uniformemente ao longo de seis anos, ou seja, até 8/2/2037 (art. 5º, §§2º e 3º, da Lei 13.182/2015).

110. Quanto à UHE Itumbiara, a citada lei prevê, em seu art. 8º, § 3º, que, a partir de 2018, 80% da garantia física da usina será contratada com unidades consumidoras localizadas no submercado Sudeste/Centro-Oeste, de classe industrial. A partir de 27/2/2030, os montantes contratados serão reduzidos uniformemente a razão de um sexto por ano, ou seja, até 27/2/2035.

111. O cálculo do valor adicionado aos contratos da UHE Sobradinho e UHE Itumbiara considerou essas premissas legais, que acabam por reduzir o VAC associado a essas usinas.

112. Vale citar também a Lei 14.052/2020 que estabeleceu as condições de repactuação de risco hidrológico. Essa lei definiu que os titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE seriam compensados pelos efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

113. Visando atender à Lei 14.052/2020, a Aneel editou a Resolução Homologatória (REH) 2.919/2021 – Aneel, que homologou o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Essa resolução afetou principalmente os contratos atuais das UHE Sobradinho e UHE Curuá-Una, estendendo-os em 2.555 dias (7 anos) e 2.313 dias (6,3 anos), respectivamente. As demais usinas tiveram extensões de menor monta, entre 30 e 120 dias, não impactando significativamente o VAC.

114. Com relação ao modo de apropriação dessas prorrogações nos cálculos em análise, para a UHE Curuá-Una o prazo extra aumentou a duração do contrato atual, valorizando-o. Já para a UHE Sobradinho, como ambos os contratos de concessão, vigente e novo, terminariam sua vigência original na mesma época, o cálculo adotado foi a inserção de sete anos ao final da concessão com valores negativos no fluxo do novo contrato, de modo a reduzir o seu VPL. A princípio, os métodos utilizados para as duas usinas seriam matematicamente equivalentes e corretos.

115. Por fim, em relação aos valores a serem pagos pela Eletrobras privatizada à CDE e no tocante às despesas mencionadas nos itens 'b', 'c' e 'd' do parágrafo 107 acima, o Poder Concedente entendeu que tais montantes não deveriam ser simplesmente calculados por fora do fluxo de caixa e abatidos do VAC após calculado o VPL dos contratos. Em vez disso, por considerar tais despesas como obrigações contratuais previstas na Lei 14.182/2021, entendeu que tais desembolsos deveriam ser considerados dentro do fluxo de caixa da modelagem econômico-financeira.

116. A solução proposta se mostra aderente à contabilidade real da empresa, na medida em que tais desembolsos representarão despesas a serem efetuadas pela Eletrobras e afetarão o seu resultado contábil e a sua tributação.

117. A alocação dos custos dessas obrigações dentro do fluxo de caixa também se mostra mais coerente com a premissa de que eles devem ser pagos pela União e não pelos consumidores.



Simulações realizadas com a planilha de modelagem do VAC apontam que aproximadamente 85% desses custos são abatidos diretamente do bônus de outorga, a ser pago à vista pela Eletrobras à União. O restante é arcado pela União com a redução do imposto de renda arrecadado ao longo dos anos das concessões. Inclusive, o abatimento do bônus de outorga somado à redução de tributação ao longo dos anos resulta em um montante superior ao das obrigações. Essa diferença é capturada pelos aportes na CDE, reduzindo a tarifa de energia dos consumidores cativos.

118. Vale dizer, se tais obrigações contratuais não fossem consideradas no fluxo de caixa e abatidas posteriormente do VAC, o benefício tributário em questão seria apropriado pela estatal e não transferido à outorga que o gerou. Adicionalmente, esses custos seriam arcados igualmente pelo bônus de outorga e pelos consumidores, via redução dos aportes na CDE, ao invés de atender à premissa de que deveria ser arcado apenas pela União.

## V.2. Premissas adotadas pelo Poder Público

119. A Nota Técnica 46/2021-ASSEC (peça 144, p. 8-9) aponta quais foram as instituições competentes para definição dos parâmetros adotados pelo Poder Público, que não estavam previamente definidos em lei, como trazido na Tabela 5:

Tabela 5 - Competência para definição dos parâmetros

Parâmetro	Responsável
Garantia física de energia (GFE) vigente e GFE ajustada para os novos contratos	MME
Perdas elétricas e <i>hedge</i> (risco hidrológico)	
GAG O&M e GAG Melhorias	Aneel
Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)	
Fluxo de pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	
Depreciação acumulada das UHEs Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una	
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D), Tarifa Atualizada de Referência (TAR) e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	
Preço da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	EPE
Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos não depreciados e não amortizados das UHEs Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una	
WACC (sigla em inglês para o custo médio ponderado de capital)	ME

Fonte: NT 46/2021-ASSEC (peça 144)

120. Alguns desses valores são resultado da aplicação direta de regras normatizadas e não permitem maiores discussões. É o caso da TUST, TUSD, Depreciação, TFSEE, P&D, TAR e CFURH.

121. Esses parâmetros são baseados nos seguintes normativos:

- a) TUST: Valores homologados na Resolução Homologatória Aneel 2.748/2020;
- b) TUSD: Valores homologados na Resolução Homologatória Aneel 2.756/2020;
- c) Depreciação: Resolução Normativa Aneel 731/2016;
- d) TFSEE: 0,4% do benefício econômico auferido com a exploração do serviço de geração - §1º, art. 12 da Lei 9.427/1996;
- e) P&D: 1% da receita operacional líquida - art. 2º, Lei 9.991/2000;

f) TAR: R\$ 76,00 /MWh – Resolução homologatória 2.827/2020;

g) CFURH: 7% sobre o valor da energia elétrica produzida - art. 17 da Lei 9.648/1998;

122. As demais premissas serão abordadas em subtópicos específicos a seguir, à exceção do VNR, que já foi objeto de menção quando apresentadas as características gerais das usinas com novas concessões autorizadas pela Lei 14.182/2021 (tópico III).

### V.2.1 Das garantias físicas vinculadas às usinas a serem concedidas

123. De acordo com a Portaria MME 101/2016, a garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa quantidade de energia pode, então, ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. O valor assim atribuído pelo rateio a cada empreendimento constitui-se em sua garantia física, que é o lastro físico desses empreendimentos com vistas à comercialização de energia.

124. A metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que compõem o SIN, em um dado momento (configuração estática de referência), é definida na Portaria MME 101/2016.

125. No âmbito da privatização da Eletrobras, o MME solicitou à EPE (Ofício 41/2021/DPE/SPE-MME, de 22/3/2021) que realizasse o recálculo da garantia física das usinas hidrelétricas da estatal contempladas pela Lei 14.182/2021.

126. Em resposta, a Empresa de Pesquisa Energética apresentou o estudo EPE-DEE-RE-086/2021-r0 (peça 204) com a metodologia de cálculo e o resultado das novas garantias físicas para as UHEs da Eletrobras que terão um novo contrato de concessão celebrado.

127. O resultado desse estudo é apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Novas Garantias Físicas das UHEs

Usina	Garantia Física vigente (MWmed)	Garantia Física calculada (MWmed)	Diferença (MWmed)	Diferença (%)
Furnas	582,0	625,0	43,0	7,4%
Mascarenhas de Moraes	289,5	299,8	10,3	3,6%
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	495,4	497,2	1,8	0,4%
Porto Colômbia	186,0	205,4	19,4	10,4%
Marimbondo	689,7	688,7	-1,0	-0,1%
Corumbá I	217,4	219,5	2,1	1,0%
Itumbiara	964,3	948,9	-15,4	-1,6%
Funil – RJ	115,0	102,4	-12,6	-11,0%
Sobradinho	504,5	457,5	-47,0	-9,3%
Luiz Gonzaga (Itaparica)	911,1	727,0	-184,1	-20,2%
Complexo Paulo Afonso Moxotó	2.113,8	1.658,8	-455,0	-21,5%
Xingó	2.042,4	1.729,8	-312,6	-15,3%
Boa Esperança (Castelo Branco)	135,9	136,2	0,3	0,2%
Curuá-Una	24,8	25,8	1,0	4,0%

Tucuruí	4.019,1	3.995,5	-23,6	-0,6%
Coaracy Nunes	62,6	62,2	-0,4	-0,6%
<b>Total</b>	<b>13.353,5</b>	<b>12.379,7</b>	<b>-973,8</b>	<b>-7,3%</b>

Fonte: EPE-DEE-RE-086/2021-r0 (peça 204, p. 88)

128. Observa-se uma redução de 973,8 MWmed na garantia física total das usinas hidrelétricas da Eletrobras, ou 7,3% da GFE dessas UHEs que tiveram alteração em suas concessões, resultado, principalmente, das reduções expressivas nas GFE das UHEs Itaparica, Paulo Afonso e Xingó.

129. Analisando a Tabela 6, identifica-se que as usinas de Paulo Afonso, Funil, Sobradinho, Luiz Gonzaga e Xingó apresentaram a necessidade de revisão superior ao permitido pelo Decreto 2.655/1998, que determina que, para as usinas hidrelétricas participantes do MRE, as reduções de garantia física devem ser limitadas em 5% do valor estabelecido na última revisão e, no máximo, em 10% da sua garantia física originalmente estabelecida. No caso concreto, no entanto, como serão assinados novos contratos de concessão no processo de privatização da Eletrobras, essa limitação não se aplica e foi possível adequar as garantias físicas diretamente à realidade fática, mesmo com reduções superiores a 10%.

130. Ressalta-se que já é um problema conhecido do setor elétrico brasileiro que as garantias físicas de muitas hidrelétricas estão superestimadas. Tal problema traz consequências sistêmicas, pois majora indevidamente a capacidade produtiva de energia, trazendo erros aos modelos computacionais de previsão de geração e de necessidade de expansão do parque gerador. Ademais, afeta diretamente as hidrelétricas, ao provocar uma produção média inferior ao esperado e consequente necessidade de compra de energia a PLD, aumentando o risco dos geradores hidráulicos não cotizados.

131. Com a adequação nas GFEs das usinas da Eletrobras, o sistema passará a ter o total de garantia física mais próximo à capacidade de geração real, mitigando os problemas citados.

132. No entanto, com relação à metodologia de cálculo das novas garantias físicas, destaca-se o fato de que não foram revisados parâmetros importantes como (i) série de vazões dos empreendimentos; (ii) usos consuntivos da água; e (iii) parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR). Neste último assunto, aversão a risco nos modelos, foram atualizados apenas os níveis de volume mínimo operativo (VminOp), aprovados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

133. Os valores desses e outros parâmetros de entrada para cálculo da garantia física das usinas são de responsabilidade da Agência Nacional de Águas (ANA) e não foram disponibilizados a tempo de serem usados pela EPE nos cálculos. A expectativa é de que a ANA forneça esses dados para a revisão ordinária de garantias físicas das usinas hidrelétricas do MRE que ocorrerá em 2022.

134. Disso decorrem dois riscos prováveis: i) a garantia física desses empreendimentos pode estar superdimensionada, o que significa que esses empreendimentos podem não ter a capacidade de geração de energia que foi lhes atribuída; ii) revisões de garantia física posteriores serão limitadas pelo Decreto 2.655/1998, dando ensejo a que, no futuro, esses empreendimentos continuem com suas capacidades de geração de energia superestimadas.

135. Apesar dos riscos mencionados, o processo de recálculo de garantias físicas envolve atividades que fogem ao escopo do presente trabalho e que poderiam demandar um prazo incompatível com o cronograma de privatização da Eletrobras, motivo pelo qual se entende pela inviabilidade de providências relacionadas ao assunto.

## V.2.2 Preço da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

136. De acordo com o item 5.2.7 da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144), a projeção dos preços de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL) foi apresentada pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0 (peça 205). Essa NT apresentou

os valores e as premissas a serem adotados no cálculo do valor adicionado da outorga por conta dos novos contratos de concessão de geração, no regime de PIE.

137. Na construção da curva de preços, a EPE atendeu às seguintes premissas estabelecidas pelo MME no Ofício 316/2021/SE-MME (peça 206):

a) balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030;

b) horizonte de projeção considerando dados simulados até o ano de 2033; e

c) utilização da cotação do Índice de Curva *Forward* da plataforma Dcide mais recente no momento de elaboração da NT da EPE (Boletim Semanal da Curva *Forward* da Dcide de 4/8/2021), bem como o Custo Marginal de Expansão de Energia (CME-Energia).

138. O resultado da projeção da EPE foram os seguintes valores (peça 205, p. 14):

a) R\$ 233,00/MWh entre 2022 e 2025 – preço de referência da Dcide;

b) R\$ 207,00/MWh em 2026 – interpolação entre o valor da Dcide e o CME-Energia em dois anos;

c) R\$ 181,00/MWh em 2027 – interpolação entre o valor da Dcide e o CME-Energia em dois anos;

d) R\$ 155,00/MWh a partir de 2028 – média do CME-Energia do PDE 2030 para o período de 2028-2033.

139. No que diz respeito à projeção do preço de energia no curto prazo, foram adotados valores divulgados pela consultoria Dcide, empresa privada dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica.

140. De acordo com a Dcide, os valores de energia projetados por ela são calculados com base nas métricas do *pool* de preços apurados semanalmente, utilizando as referências da curva *forward* de energia elétrica dos agentes classificados como comercialmente mais ativos.

141. Mais detalhadamente, geradores, comercializadores e grandes consumidores podem se cadastrar no *site* da Dcide, pagando uma mensalidade, para ter acesso ao Pool Denergia. Nesse *pool*, os agentes cadastram, semanalmente, suas referências de preços *forwards* individuais para o horizonte de até cinco anos (ou seja, suas estimativas de preços para diversos prazos futuros). O sistema utiliza apenas os agentes considerados mais ativos, além de desconsiderar da amostra valores não representativos. Com a informação depurada, são calculadas métricas que representam a referência agregada para preços de mercado naquele momento (<https://www.dcide.com.br/produtos/pool-denergia/>).

142. Como os contratos de comercialização no ambiente livre são sigilosos e apenas as partes envolvidas sabem de fato o preço de venda da energia, as referências de preços inseridas no sistema são meramente declaratórias, sem comprovação efetiva da veracidade dos valores. Assim, a ferramenta depende da utilização de algoritmo para identificar e excluir valores não representativos da condição atual de mercado. Os valores finais para inclusão na amostra são validados, posteriormente, por comitê. Não foi encontrada informação pública da representatividade dos agentes participantes do *pool* de energia em relação ao total do mercado de energia brasileiro.

143. Apesar das limitações, o MME adotou a Dcide como o melhor parâmetro disponível para previsão do valor da energia no futuro próximo, pois refletiria o preço previsto pelos agentes de mercado, os quais seriam os principais interessados na aquisição das ações da Eletrobras no momento da privatização. Assim, na visão do Ministério, a estimativa de valor de venda da energia no curto prazo seria melhor prevista pela expectativa atual do mercado do que por valores históricos ou projeções matemáticas para valores futuros.

144. Sopesa-se, contudo, alguns riscos na adoção da ferramenta descrita.

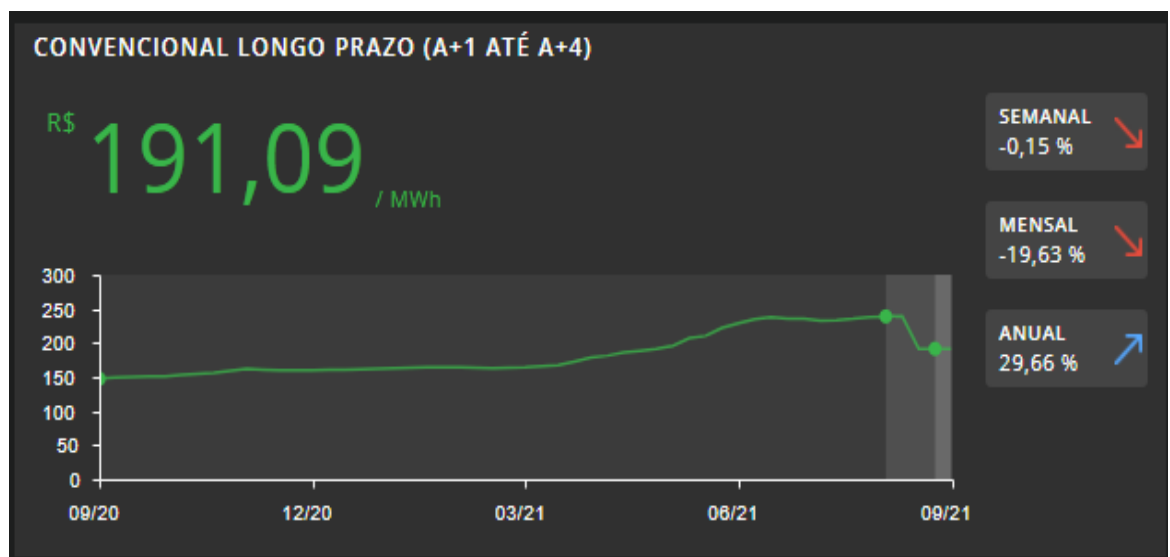
145. O valor apontado pela Dcide é fortemente influenciado pela declaração de agentes do setor, a qual não é necessariamente embasada em contratos assinados. O valor apurado na curva *forward*, portanto, não é obtido diretamente por meio dos fundamentos que influenciam a operação do Sistema e valor da energia, mas sim da expectativa declarada pelos agentes, sem estar associado a quaisquer compromissos de negociação.

146. Outro risco observado no uso da Dcide é a volatilidade de seus valores. Apesar de a volatilidade ser algo inerente aos preços de curto prazo do setor elétrico, no caso concreto visa-se estimar o valor das outorgas de uma quantidade expressiva de usinas hidrelétricas da Eletrobras, cujas concessões serão repassadas à uma empresa privada sem licitação. Vale dizer, o valor apurado na modelagem econômico-financeira será um valor definitivo a ser pago via bônus de outorga.

147. Diante dessa volatilidade, há o risco de serem utilizadas, no cálculo do bônus de outorga, variáveis que não sejam representativas da expectativa média de mercado, que não representem uma linha de tendência no curto prazo. Ou seja, é razoável esperar que o valor dessas outorgas seja baseado em premissas relativamente estáveis, que deem segurança para obtenção de seu valor justo, sem que seja alterado significativamente apenas por conta da semana escolhida para extração dos preços.

148. Como pode ser constatado na Figura 2, o valor da energia no longo prazo (no caso da Dcide, considera-se longo prazo até quatro anos à frente) recuou 20% em uma única semana, sem que tenha havido nenhuma alteração relevante de fatores estruturantes no setor de energia. Como possível explicação para este comportamento, está a queda do valor do CMO/PLD, que são advindos dos modelos matemáticos para planejamento da operação, cuja sensibilidade em relação a precipitações é notória no setor.

Figura 2 - Curva DCIDE Convencional Longo prazo (até 19/9/21)



Fonte: <https://www.denergia.com.br/dashboard> (acessado em 27/9/2021).

149. Desse modo, propõe-se recomendar ao MME que futuramente, ao conduzir a celebração de novos contratos de concessão de usinas hidrelétricas, avalie outros referenciais de preços para a venda de energia no ambiente de contratação livre que não sejam voláteis e dependentes das declarações de agentes do setor.

150. Destaca-se que o valor da energia é uma das premissas mais sensíveis do modelo. Pequenas variações podem alterar o VAC dos novos contratos em bilhões de reais.

151. Além disso, especialmente para a privatização da Eletrobras e de outros casos relevantes de avaliação do valor adicionado ao contrato de novas concessões no futuro, entende-se que a escolha de valores não representativos da curva da Dcide, a depender da janela temporal utilizada como



referencial de preços, sujeita o VAC a uma instabilidade indesejável no valor de um bem que não passará por licitação.

152. Essa instabilidade pode decorrer apenas das expectativas declaradas dos agentes, sem que tenha havido alteração em qualquer fator estrutural que influencie de forma significativa a linha de tendência dos preços no curto prazo. Ademais, não se pode descartar a possibilidade de comportamento oportunista de alguns agentes, já que ao declarar valores irreais na plataforma, podem se beneficiar em possíveis negócios. Salienta-se que vários desses agentes têm interesse em participar da capitalização da Eletrobras, o que poderia representar um conflito de interesse.

153. No caso em tela, observa-se que os valores da curva Dcide se mantiveram estáveis por vários meses (vide Figura 2), no patamar de R\$ 233,00/MWh. Portanto, refletem, de uma forma mais confiável os fundamentos que determinam os preços de curto prazo, sem a interferência de ruídos especulativos.

154. Como o preço de curto prazo adotado pelo MME foi derivado dessa janela de tempo em que os valores da Dcide se mostraram mais estáveis, foi afastada a instabilidade indesejável a que se sujeita a curva divulgada pela consultoria. Desse modo, entende-se razoável a adoção valor de R\$ 233,00/MWh como parâmetro de preço de curto prazo na modelagem econômico-financeira.

155. Por outro lado, não se constata a mesma estabilidade nos valores mais recentes da curva da Dcide, uma vez que no período de junho a setembro de 2021 estavam no patamar de R\$ 239,15/MWh e em 5/9/2021 recuou, repentinamente, para R\$ 191,46/MWh.

156. Caso tivessem sido utilizados esses valores mais recentes da curva da Dcide, o MME poderia estar considerando preços influenciados pela instabilidade em questão. Para mitigar esse risco no âmbito da precificação de novos contratos de outorga, propõe-se recomendar ao MME que fixe sua referência no valor inicialmente adotado, de R\$ 233,00/MWh.

157. Já no tocante aos preços de longo prazo, o MME considerou o custo marginal de expansão (CME), que é o custo associado ao atendimento de um incremento de demanda de energia para o SIN, permitindo a operação dos recursos já disponíveis e/ou o investimento em novos ativos, visando otimizar a evolução do parque gerador e garantir o atendimento aos critérios de suprimento (peça 205). Ou seja, o CME representa o valor necessário para incluir o próximo MW no sistema. No longo prazo, em um sistema equilibrado, o valor de venda da energia tende a se igualar ao custo de construção de um novo gerador, motivo pelo qual esse referencial é utilizado para o valor de venda da energia nos anos mais distantes.

158. O CME é composto por dois aspectos relacionados: CME-Energia e CME-Potência. O CME-Energia é resultado da adição de uma unidade de demanda em cada um dos meses de um ano e observação do custo adicional de atendimento dessa unidade, valor que posteriormente é convertido para a unidade de R\$/MWh. Já o CME-Potência é o incremento de uma unidade de demanda no atendimento da capacidade máxima do sistema, considerando a reserva operativa. A divisão em dois valores é feita apenas para facilitar a exposição e permitir a identificação do quanto do total do CME se dá pelo aumento da demanda média mensal de energia e quanto se dá pelo aumento da demanda máxima instantânea (peça 207, p. 12).

159. A EPE, por intermédio do documento EPE-DEE-NT-081/2021-r0 (peça 205), adotou como valor da energia de longo prazo (a partir de 2028 até o termo final dos novos contratos a serem celebrados) o CME-Energia, desconsiderando a componente do CME-Potência, motivo pelo qual foi questionada quanto a sua escolha por meio de Ofício de Requisição 108/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 176).

160. Em resposta (peça 202), a Empresa de Pesquisa defende que o CME-Potência seria uma *proxy* (ou seja, uma variável que é utilizada para representar outra variável que não é observável ou não pode ser observada diretamente) de eventual mercado futuro de capacidade de potência associado ao mercado de energia vigente. Entretanto, apesar de já existirem estudos e debates sobre o tema, tal mudança ainda não teria sido efetivamente regulada, não havendo previsão de seu início. Ademais, os estudos existentes preveem que todos os contratos firmados até a data de início do novo modelo de comercialização serão respeitados, de modo que os geradores terão que esperar o

fim de seus contratos vigentes para a venda dos produtos separados de lastro e energia. Conclui, então, que sem a existência desse mercado não haveria preços nem negociações de lastro de capacidade de potência e, conseqüentemente, não haveria formação de expectativas de preços futuros.

161. Ou seja, a EPE alega que utilizou apenas a componente do CME-Energia, porque a venda de lastro ainda não está em vigor e, quando estiver, pode demorar anos para refletir na comercialização do gerador, dado que ele precisará cumprir o prazo de seus contratos firmados à época.

162. Com relação à utilização do CME-Energia como referencial de preços para o longo prazo, ao invés do CME, em que são consideradas a energia e a potência, identifica-se inicialmente um risco no referencial adotado.

163. A separação entre CME-Energia e CME-Potência se justifica principalmente pela expectativa do setor da alteração do modelo de comercialização de energia vigente. Planeja-se alterar a venda de energia baseada nas garantias físicas das usinas por um modelo em que seja comercializada tanto a energia efetivamente produzida (MWmed ou MWh), quanto a capacidade de geração, ou seja, a potência associada ao empreendimento (MW) que agregará segurança energética ao SIN. Ou seja, enquanto atualmente a venda de energia abrange os dois produtos em conjunto, após essa reforma os geradores poderão vender separadamente lastro e energia. O objetivo principal é que a expansão do sistema, com a conseqüente segurança energética, seja financiada igualmente por todos os consumidores, tanto do mercado livre quanto do mercado regulado. No modelo atual, de negociação apenas da energia (com o lastro implícito no preço), empreendimentos termelétricos são adquiridos apenas pelo mercado cativo, que acaba ficando com o ônus da segurança energética.

164. Assim, existe uma paridade entre o CME-Energia e o CME-Potência e a venda de energia e capacidade, respectivamente. Tal modelo ainda não foi adotado, mas os novos contratos de comercialização firmados após essa alteração já poderão comercializar os dois produtos separadamente. Logo, para o preço de venda da energia pela Eletrobras no longo prazo, ao se considerar apenas o CME-Energia, desconsidera-se o potencial de arrecadação por meio da venda do seu lastro, de modo que a eventual receita dos novos contratos de concessão no regime PIE pode estar sendo subavaliada.

165. Como argumentado pela EPE (peça 202), esse novo modelo ainda não está totalmente em vigor. Entretanto, o setor já está em processo de mudança. Evidência disso é o Decreto 10.707/2021, que regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência. Com base nesse decreto, a Aneel já abriu duas consultas públicas (CP) sobre o tema. A CP 63/2021 trata da sistemática do Leilão 11/2021, conhecido como Leilão de Reserva de Capacidade. O certame, voltado para a contratação de usinas termelétricas, está previsto para o dia 21/12/2021. Nesse leilão serão negociados, pela primeira vez, dois produtos: energia e potência. Já a CP 61/2021 visa obter subsídios para os futuros contratos de reserva de capacidade.

166. Nada obstante essas mudanças regulatórias, pode-se afirmar com razoável segurança que a Eletrobras venderá, além de energia, lastro de capacidade de potência no âmbito dos novos contratos de concessão das usinas em análise, mesmo que a modernização do setor não ocorra no futuro próximo. Logo, considerando que o objetivo do MME é valorar esses contratos durante os trinta anos de concessão, há o risco de não haver qualquer componente da venda de potência, a qual gerará receita à empresa além da venda de energia, o que aumentaria o valor adicionado aos contratos e, conseqüentemente, o bônus de outorga.

167. Interessante destacar que a premissa instituída pelo próprio MME no Ofício que determinou à EPE que fizesse as projeções de preços de energia no ACL incluía o fator potência (peça 206):

Tendo em vista as discussões mantidas entre o MME e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), solicito a emissão de Nota Técnica contendo as projeções de preço de energia, no ACL, informando a data base do estudo, bem considerando as seguintes premissas:

i) **Balço entre oferta e demanda de energia e de potência** para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, ou seja, aquela que considera o caso

de referência para projeção da carga de energia elétrica e o cenário ‘verão’ para a projeção de micro e minigeração distribuída; (grifos nosso)

168. Para ilustrar a diferença quantitativa entre o CME, que, como dito, expressa as componentes CME-Energia e CME-Potência, e apenas uma de suas componentes, o CME-Energia, pode-se avaliar a Tabela 7. Nota-se que a componente de potência representa um valor agregado significativo no CME, o qual foi todo ignorado pelo Poder Concedente em seus estudos do VAC.

Tabela 7 – Custo Marginal de Expansão

Ano	CME (R\$/MWh)							
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 <sup>1</sup>	2032 <sup>1</sup>	2033 <sup>1</sup>
CME-Energia	46,43	61,53	110,33	144,90	165,09	169,50	170,19	172,14
CME	128,35	143,50	192,01	226,67	246,79			

Fonte: Peça 205, p. 13 (CME-Energia) e peça 207, p. 14 (CME)

<sup>1</sup> Os CME dos anos de 2031, 2032 e 2033 não constam na NT da EPE de cálculo do CME e não foram trazidos no estudo da EPE relativo a essa modelagem.

169. Nesse aspecto, conclui-se que, ao se desconsiderar completamente a componente de potência e seu potencial de receita futura, o VAC das novas concessões pode estar sendo indevidamente subavaliado, mesmo que seja necessária certa ponderação por conta do prazo ainda necessário para essas alterações impactarem de fato o caixa da empresa.

170. Desse modo, propõe-se recomendar ao MME que adote, na estimativa de valor da energia de longo prazo, previsão da componente de valor do lastro de capacidade de energia.

171. Em complemento ao problema previamente exposto, verificou-se que a metodologia de cálculo do valor da energia adotado pela EPE merece outras críticas, independentemente da discussão entre CME e CME-Energia.

172. Para a definição dos valores adicionados aos contratos a EPE utilizou a média do CME-Energia dos anos de 2028 a 2033.

173. O cálculo do CME-Energia utilizou como referência o PDE 2030 (peça 208), o qual prevê valores entre 2021 e 2030. Entretanto, as simulações energéticas que resultaram nesses valores, provenientes do modelo Newave, se estendem até 2034 (peça 205 p. 13), possibilitando a obtenção do resultado para os anos de 2031 a 2033. Os valores obtidos estão apresentados na Tabela 7 (os custos de 2034 não foram divulgados).

174. Lembra-se que a premissa adotada pelo MME foi que o valor da venda da energia no longo prazo tenderia a se igualar ao Custo Marginal de Expansão do sistema. No caso em análise, o longo prazo é definido como os anos de 2029 a 2051.

175. Como se observou na Tabela 7, os valores mais longínquos (a partir de 2030) tendem a se estabilizar por volta dos R\$ 170/MWh. E o MME pretende prever a venda de energia até 2051. Logo, é mais razoável a utilização das informações de mais longo prazo (2030 a 2033) do que os anos adotados pelo MME (2028-2033). Tal inconsistência torna-se mais aguda ao se comparar o valor do CME-Energia de 2028 (R\$ 110,033/MWh) com a tendência dos últimos anos (R\$ 172/MWh), o que faz com que os anos de 2028 e 2029 reduzam a média considerada para valoração dos contratos da Eletrobras, diminuindo a receita para todas as usinas durante o período de 2028 a 2051 e, conseqüentemente, o VAC dessas concessões.

176. Esse aspecto foi questionado junto à EPE por meio de Ofício de Requisição (peça 176). Em sua resposta (peça 202), a Empresa de Pesquisa Energética alega que seu racional para escolha dos períodos foi o seguinte: i) nos primeiros quatro anos (2022-2025) a melhor *proxy* seria a projeção de preços de mercado (Dcide); ii) considerando que até 81% dos consumidores livres e especiais estabelecem contratos de até seis anos no ACL, os 5º e 6º anos da projeção (2026 e 2027) tiveram

método próprio (acoplamento entre as curvas); e iii) após os seis primeiros anos, considerou-se um novo horizonte de seis anos de contrato (2028 a 2033).

177. Adicionalmente, a EPE afirma que, apesar das simulações utilizadas no PDE 2030 apresentarem valores até 2034, os valores resultantes para o último ano não foram coerentes, de modo que esse ano foi excluído da média. Por fim, defende que a metodologia adotada seguiria as orientações dadas pelo Ofício 316/2021 do MME (peça 206).

178. Primeiramente, a alegação de que a metodologia adotada pela EPE seguiria as orientações adotadas pelo MME no Ofício 316/2021 é imprecisa, tendo em vista que esse ofício não delimita quais anos deverão compor a média ou mesmo a utilização do CME-Energia ao invés do CME. Ou seja, os pontos de discussão neste tópico não foram decididos no Ofício do MME, mas pela EPE.

179. Verifica-se na resposta da EPE que, além da retirada do ano de 2034, não há indícios de que tenha havido uma avaliação crítica sobre os valores discrepantes do começo da série adotada (2028 e 2029). Apesar de esses serem os primeiros anos a serem previstos pelo CME-Energia, por definição da EPE, o objetivo da metodologia é estimar o custo da energia até 2051, com base no CME.

180. Ocorre que, por definição, quanto mais distante a projeção do CME realizada, mais os valores projetados tendem a se aproximar do longo prazo. Logo, mostra-se incoerente, sob o ponto de vista metodológico eleito pelo próprio MME, a adoção de valores mais recentes do CME como estimativa de preço de longo prazo, resultando em um preço no patamar de R\$ 155,00/MWh. Deveriam ter sido utilizados, por outro lado, os CMEs mais distantes projetados, que se situam no patamar de R\$ 172,14/MWh (CME 2033), ou, ao menos, a média dos anos que apresentam uma tendência de estabilização de valor, ou seja, de 2030 a 2033 (R\$ 169,23/MWh).

181. Para reforçar essa incoerência, realizou-se uma análise multicritério, exposta a seguir, comparando os valores propostos com outras premissas possíveis para a realização de estimativas de preços futuros.

182. Inicialmente, identificou-se que a própria Eletrobras tinha sua metodologia de estimativa dos preços futuros de venda de energia, utilizada para testes de *impairment* dos seus ativos de geração de energia relativamente às demonstrações financeiras de 31/12/2020. O valor que a empresa prevê para o longuíssimo prazo (horizonte de 2036 a 2050) se distancia substancialmente do CME 2033 e foi considerado na análise (peça 209).

183. Ressalta-se que, como os testes de *impairment* são ajustes contábeis para se avaliar um ativo conforme o seu 'valor justo', eles devem ser realizados sob a luz do princípio da prudência, que norteia a atividade de contabilidade, conforme a Resolução do Conselho Federal de Contabilidade (CFC) 750/1993.

184. Um outro balizador possível seria a utilização dos valores históricos. No caso do setor elétrico, o único valor público de referência é o PLD. Assim, coletou-se a série histórica das médias mensais do PLD desde janeiro/2010, ajustou-se o valor histórico por meio do IPCA para a data base atual (agosto/2021) e calcularam-se as médias dessa grandeza. A média de toda essa série foi R\$ 316,11/MWh. Mensurou-se também a série nos últimos três anos (setembro/2018 a agosto/2021), obtendo-se a média de R\$ 236,65/MWh (peça 210).

185. A Tabela 8 resume os valores considerados.

Tabela 8 - Diferentes referenciais para o valor da energia de longo prazo <sup>1</sup>

	R\$/MWh
EPE (CME - Energia 2028-2033)	155,00
CME-Energia 2033	172,17
Média CME-Energia 2030-2033	169,23
CME 2030	246,79

PLD desde jan/2010	316,11
PLD últimos 3 anos (setembro/2018 a agosto/2021)	236,65

Fonte: Elaboração própria.

<sup>1</sup> O valor adotado pela Eletrobras (peça 209) também foi considerado na análise.

186. Analisando a Tabela 8, verifica-se que o valor adotado pela EPE, de R\$ 155,00/MWh, está subestimado em relação a qualquer outro parâmetro apresentado.

187. Conforme já mencionado, da gama de opções plausíveis, somente apresentada de forma ilustrativa na Tabela 8 (podem existir outros parâmetros aceitáveis), o gestor escolheu o CME-energia, porém o fez de forma inconsistente em relação a sua própria premissa de expressar o longo prazo.

188. Outrossim, relembre-se que o caso concreto trata da estimativa do valor da outorga de uma quantidade expressiva de usinas hidrelétricas da Eletrobras, cujas concessões serão repassadas à uma empresa privada sem licitação, de cujo montante líquido resultará o valor definitivo que será auferido pela União como bônus de outorga.

189. Assim, não se mostra razoável, sob o ponto de vista do resguardo ao erário, a escolha do gestor de um referencial com visão de futuro mais recente. De forma prática, essa escolha, dentre as opções apresentadas na referida tabela, representa a de menor valor para se definir o valor a ser pago como bônus de outorga.

190. Reforça-se que o valor da energia de longo prazo é um dos parâmetros que mais impactam nos cálculos em análise. No caso concreto, ao se adotar o CME-Energia 2033 como referencial (ainda que sem a componente de potência explanada acima), o VAC seria acrescido de aproximadamente R\$ 10,6 bilhões, sendo R\$ 5,3 bilhões pagos à União no bônus de outorga e R\$ 5,3 bilhões aportados na CDE para redução da tarifa de energia dos consumidores do mercado regulado.

191. Importante ressaltar, ainda, que a adoção de valores do CME estimados para os anteriores a 2030, que se situam em patamares inferiores ao de 2033, representa um erro metodológico, não se confundindo com a utilização de valores desatualizados, como poderia ser aventado.

192. Em outras palavras, trata-se apenas da constatação de que a implementação do ato, a escolha do preço de energia, está em desacordo com a motivação declarada pelo próprio gestor para a sua realização, à qual ele se vincula, de incorporar referencial que capture a estimativa de preço de energia de longo prazo à projeção dos fluxos de caixa dos novos contratos de concessão.

193. Nesse sentido, será proposta determinação para ajuste dessa premissa. Contudo, optou-se por concentrar todas as propostas de encaminhamento que alterem o valor da modelagem em um tópico específico desta instrução (tópico VI).

### V.2.3 WACC e GSF (hedge)

#### V.2.3.1 Custo médio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC)

194. De acordo com o item 5.2.6 da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 16), o MME informou que a Secretaria do Tesouro Nacional (STN) determinou que os parâmetros para a definição da taxa de desconto considerada no processo de capitalização da Eletrobras deveriam ser os mesmos utilizados no âmbito do processo de privatização da empresa CEEE-G.

195. É que, conforme especificado na Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 16), a STN considera que os parâmetros utilizados no âmbito da privatização da CEEE-G poderiam ser ‘(...) os parâmetros balizadores de cálculo da taxa de desconto de referência para concessões do setor de geração de energia elétrica de maneira geral, sem considerar os leilões específicos mencionados pela Secretaria Executiva do MME. A referida taxa serve para auxiliar, em conjunto com outras ferramentas, na determinação do preço teto das tarifas ou valor mínimo da outorga de referência a ser paga para o poder concedente nos leilões do setor’.



196. Seguindo a diretriz estabelecida pela STN, o MME iniciou o processo de definição do Custo Médio Ponderado de Capital a partir de três valores, que servem de base para a remuneração do capital que financia as concessões de geração de energia elétrica, a saber (peça 144, p. 16): 5,44% para o percentil 50 das concessões, 6,38% para o percentil 69 e 7,31% para ao percentil 84.

197. Adicionalmente, o Ministério da Economia (ME) conferiu ao MME o poder para decidir qual dessas taxas seria a mais apropriada para descontar o fluxo de caixa operacional estimado para os novos contratos de concessão de geração de energia elétrica a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, observando-se os fatores, inclusive os associados à conjuntura econômica, que exercem influência sobre o nível de incerteza relacionado à privatização.

198. Nessa linha de diretrizes e raciocínio, o MME definiu a taxa de retorno requerida pelo capital que financia a Eletrobras em 7,31% (peça 144, p. 16).

199. Os motivos expressos pelo MME para justificar sua decisão referem-se, principalmente, ao fato de que os novos contratos incorporarão o risco hidrológico, que será suportado pela Eletrobras, e à constatação de que a Taxa Regulatória de Remuneração do Capital, calculada pela Aneel, nos termos do Submódulo 12.3 do PRORET, é de 6,76% para as usinas cotistas, conforme consta do normativo da Agência.

200. O MME também argumentou que, após a privatização, as usinas desotimizadas da Eletrobras ficarão descontratadas e, assim, assumirão a volatilidade dos preços de mercado, tendo em vista que sua energia será vendida por meio de contratos a serem firmados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), o que não ocorre nos contratos, atualmente vigentes, que asseguram a comercialização de suas cotas de garantia física com as distribuidoras de energia elétrica por preços previamente fixados (peça 144, p. 17).

201. Por fim, o MME defende a utilização de WACC mais alto para descontar os fluxos de caixa operacionais dos novos contratos com base em alterações estruturais vivenciadas pelo setor elétrico, tais como (peça 144, p. 17):

a) maior competição entre as diferentes fontes de geração de energia, com a inclusão na matriz energética, por exemplo, de usinas eólicas e de solares fotovoltaicas;

b) redução da capacidade de regularização dos reservatórios das UHEs; e

c) mudanças nas condições hidrológicas do país, que resultam em períodos de escassez hídrica.

202. As notas técnicas e as diretrizes expedidas pela Secretaria do Tesouro Nacional para a definição do Custo Médio Ponderado de Capital a ser utilizado na privatização da Eletrobras basearam-se no documento intitulado Metodologia do Cálculo do WACC (peça 212), elaborado pelo Ministério da Economia.

203. O documento tem por objetivo delinear diretrizes metodológicas propositivas para estimativas de taxas de desconto a serem utilizadas nos cálculos de valoração do benefício econômico vinculado à concessão de ativos de infraestrutura do governo federal à iniciativa privada, incluindo as concessões de geração de energia elétrica.

204. A metodologia lança mão das melhores práticas de finanças e das definições e conceitos consagrados pelos trabalhos acadêmicos de Miller e Modigliani (1958 e 1963), Sharpe (1964) e Lintner (1965).

205. Especificamente, a metodologia estipula que o WACC, nos termos dos trabalhos de Miller e Modigliani, seja determinado pela seguinte expressão (peça 212, p. 6):

$$WACC = \frac{D}{D+E} (1 - T_m)(K_d) + \frac{E}{D+E} (K_e) \quad (1)$$

206. Na expressão 1, D é o valor da dívida financeira, E é o valor do capital próprio,  $T_m$  é a taxa marginal de imposto,  $K_d$  é custo da dívida e  $K_e$  é o custo do capital próprio.

207. A expressão 1 busca definir a taxa de retorno requerida para descontar o fluxo de caixa operacional gerado pelos ativos operacionais da firma, tendo em vista a estrutura de financiamento adotada para financiamento desses ativos.

208. A primeira parcela da expressão 1 visa capturar os efeitos da chamada alavancagem da empresa, ou seja, o peso do seu endividamento no montante dos recursos mobilizados, sobre o custo total de capital. Como normalmente o custo da dívida financeira é menor do que o custo de capital próprio, as empresas têm incentivos para se endividar em razão do benefício tributário da dívida, apesar de esse endividamento causar aumento no custo de capital próprio porque os acionistas percebem riscos associados ao endividamento, como os de falência ou concordata.

209. Nesse sentido, os autores Miller e Modigliani concluíram que a vantagem do endividamento fica restrita ao benefício tributário, já que o aumento do endividamento, a custo mais baixo, acaba por incrementar o custo de capital próprio em razão da percepção de aumento de riscos por parte dos acionistas. Nesses termos, o impacto do endividamento no WACC fica limitado ao benefício tributário.

210. A segunda parcela da expressão 1 visa capturar os efeitos do custo de capital próprio sobre o WACC. O modelo mais utilizado na prática para a definição do custo de capital próprio é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), conforme desenvolvido por Sharpe e Lintner. A metodologia desenvolvida pelo Ministério da Economia apresenta a expressão que descreve esse modelo, nos seguintes termos (peça 212, p. 9):

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R'_f) + R_p \quad (2)$$

211. Na expressão 2,  $K_e$  é o custo de capital próprio ou retorno esperado da ação,  $R_f$  é retorno do ativo livre de risco,  $R'_f$  é o retorno histórico do ativo livre de risco,  $\beta$  é a sensibilidade da ação ou cesta setorial de ações em relação ao mercado de ações,  $R_m$  é o retorno esperado para a carteira de mercado e  $R_p$  é risco país.

212. O principal mérito do CAPM é o fornecimento de uma ferramenta para analisar a relação entre riscos e taxas de retorno.

213. De forma resumida, o CAPM demonstra que, para migrar de um investimento livre de risco ( $R_f$ ) para investimentos em ações, o investidor exige, cobra, um prêmio acima da taxa de retorno histórica do ativo livre de risco ( $R_m - R'_f$ ) e assume, suporta, o risco de oscilação do preço da ação em que escolhe investir em relação aos movimentos do mercado como um todo, representado por uma carteira teórica de mercado, como, por exemplo, o Ibovespa, no Brasil, e o S&P500, nos Estados Unidos da América.

214. O modelo, assim, demonstra que o processo de migração de um investimento sem risco para ativos de risco pressupõe a expectativa de auferimento de taxas de retorno superiores.

215. A metodologia desenvolvida pelo Ministério da Economia adotou os títulos de dez anos do Tesouro norte-americano como *proxy* de um ativo sem risco. Para o cálculo do risco de mercado, a metodologia utilizou a média histórica da diferença entre a taxa de retorno mensal da carteira de ações representadas pelo S&P500 e a taxa livre de risco num período de cinco anos.

216. Para o cálculo da volatilidade da ação ou da cesta de ações setorial em relação ao mercado, o estudo do Ministério da Economia valeu-se da base pública de dados do sítio na Internet do professor Aswath Damodaran sobre diversos setores da economia, como de transporte aéreo, ferrovias, portos, rodovias e energia elétrica. Os betas desses setores são calculados a partir de regressões dos retornos das ações contra o retorno do índice de mercado em que são negociados, utilizando dados semanais, acumulados em períodos de dois a cinco anos. O estudo, assim, adotou uma amostra global de betas.

217. Apesar de a adoção de uma amostra global de betas não representar condenação da metodologia adotada pelo Ministério da Economia, percebe-se que a expressão 2 acima explicitamente demonstra que a volatilidade da ação ou cesta de ações deve ser extraída do

mercado de capitais em que a ação ou cesta é negociada. Ao utilizar o S&P500 e os títulos do Tesouro norte-americano para estimar o risco de mercado, o estudo adotou o mercado de capitais norte-americano como parâmetro para o cálculo das volatilidades das ações ou das cestas de ações.

218. Ao incorporar à metodologia uma amostra global de betas, a premissa de que a volatilidade das ações ou cesta de ações seja obtida ou extraída do mesmo mercado em que são negociadas não é observada.

219. Entretanto, o submódulo 12.3 do Proret – Custo de Capital de Geração (peça 213, p. 4), publicada pela Aneel, adotou, também para o cálculo do beta, empresas de energia negociadas exclusivamente no mercado norte-americano, o que corrige a heterodoxia do procedimento na metodologia desenvolvida pelo Ministério da Economia.

220. De toda forma, como a metodologia visa à obtenção de estimativa de taxas de retornos requeridas e que modelos de precificação de ativos, como o CAPM, não são normativos, podem ser buscadas e observadas balizas para verificar se os números produzidos utilizados na privatização da Eletrobras, aparentemente, são coerentes e razoáveis tendo em vista que a premissa da estrita relação entre o beta ( $\beta$ ) e o risco de mercado ( $R_m - R_f$ ) foi preservada pela metodologia adotada pela Aneel.

221. Para o cômputo do risco país, a metodologia optou pela utilização do *spread*, diferencial de rentabilidade, entre o *Credit Default Swap* (CDS), derivativos de crédito utilizados no mercado, e uma carteira teórica de títulos em relação ao rendimento dos títulos do Tesouro norte-americano (peça 212, p. 20).

222. A não adoção do *Emerging Markets Bond Index Plus* (EMBI+) Brasil para o cálculo estimativo do risco país, segundo a metodologia do Ministério da Economia, deve-se à sua mais baixa liquidez em comparação com o CDS (peça 212, p. 20).

223. Constata-se, no cálculo do risco país, que o estudo mantém a coerência de comparar rentabilidades de títulos negociados dentro do mercado norte-americano com as rentabilidades dos títulos do Tesouro norte-americano, o que não foi observado nas estimativas dos betas.

224. Por fim, o WACC adotado pela Aneel, a partir da metodologia, com ajustes, desenvolvida pelo Ministério da Economia, é deflacionado pela taxa de inflação média anual dos EUA, obtendo-se uma taxa de desconto real (peça 213, p. 8).

225. A resumida excursão sobre o modelo CAPM tem o intuito de embasar a razoabilidade da argumentação apresentada no item 5.2.6 da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144) de que os novos contratos de concessão de energia impõem a assunção de riscos adicionais à Eletrobras, tais como o risco hidrológico e o de comercialização da energia no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR).

226. Em contrapartida, esses mesmos contratos oferecem a oportunidade de a empresa obter preços consideravelmente mais altos do que as tarifas que são praticadas atualmente no regime de cotas, ou seja, possibilitam a obtenção de maiores retornos, conforme a premissa do modelo CAPM de que o investidor requer maiores taxas de retorno para assumir maiores riscos.

227. Considerando que o Proret Submódulo 12.3 fixou a Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (Média Ponderada), depois de impostos, em 6,76% para a geração de energia elétrica, no regime de cotas, é aderente ao modelo CAPM que se estime um WACC superior a esse número para operações de geração de energia elétrica fora do regime de cotas pelas razões acima apresentadas e discutidas.

228. Com o intuito de balizar a estimativa de WACC de 7,31% adotada pelo MME e expressa no item 5.2.6 da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144), foi consultado o sítio na Internet do professor Aswath Damodaran que apresenta os Custos Médios Ponderados de Capital de diversos setores da economia.

229. Especificamente, foram consultados aqueles referentes aos setores e empresas que operam em mercados e economias considerados emergentes, como é o caso do Brasil ([http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/wacc.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc.html)).

230. Para o setor de energia (*Coal & Related Energy*), o sítio oferece a estimativa de WACC de 8,14% e para todas as indústrias/setores de 9,52%, ambas acima da estimativa de 7,31% proposta pela Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144).

231. Assim, constata-se que o WACC de 7,31% se encontra dentro de balizas de razoabilidade.

#### V.2.3.2 GSF - Risco hidrológico (hedge)

232. Conforme visto anteriormente, no âmbito da análise dos preços da energia utilizados na projeção dos fluxos de caixa que serão gerados pelos novos contratos a serem celebrados nos termos do art. 2º da Lei 14.182/2021, um dos fatores que influenciam os preços da energia é o chamado risco hidrológico, que, de forma sintética, consiste nas implicações resultantes de situações em que as usinas hidrelétricas não geram energia suficiente para honrar seus contratos, por fatores fora da esfera de gestão das concessionárias, a exemplo das condições de hidrologia desfavorável.

233. O fator de medição do risco hidrológico se dá por meio do denominado *Generation Scaling Factor* (GSF), que representa a relação entre o total gerado pelas usinas hidrelétricas e a garantia física total dessas usinas (o quanto elas são capazes de gerar, dado um critério de suprimento).

234. A depender da variação na geração de energia hidrelétrica, os geradores podem ficar descobertos em seus contratos de venda de energia, sendo obrigados a comprar energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), no qual são contabilizadas as diferenças entre a energia contratada e o volume que realmente foi gerado ou consumido. Esse déficit ou superávit de geração é valorado ao que se chama de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), definido no Glossário de Termos da CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica] ([https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic\\_procedimentos/documents/conteudoccee/ccee\\_031171.pdf](https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_procedimentos/documents/conteudoccee/ccee_031171.pdf)) como o preço calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado.

235. Como a matriz elétrica brasileira é, em grande parte, formada por geração hidrelétrica, em períodos secos, quando a relação do GSF é menor do que um, a energia se torna escassa no mercado, e o PLD tende a ser mais alto do que os valores efetivamente vendidos por esses geradores, imputando em ônus financeiro. Em sentido oposto, quando o GSF é maior do que 1, as sobras de energia gerada pelas usinas também são liquidadas sob a mesma sistemática, mas em um cenário de abundância, em que o PLD tende a ser mais baixo que os valores efetivamente vendidos por esses geradores.

236. Desse modo, tendo em vista as variações de hidrologia nas diferentes regiões do país onde estão instaladas as usinas hidrelétricas, o que implica riscos representados por GSF menores ou maiores do que 1, a Lei 9.648/1998, regulamentada pelo Decreto 2.655/1998, instituiu o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para mitigação do risco hidrológico.

237. O MRE contempla as usinas hidrelétricas que estão sujeitas ao despacho centralizado do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), mas sua adesão é facultada também às hidrelétricas de menor porte. Atualmente, segundo dados do relatório InfoMercado, publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cerca de 98,4% da garantia física total do parque hidrelétrico é de usinas hidrelétricas participantes do MRE ([https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\\_adf.ctrl-state=mbpzknkqhx\\_188&contentId%3DCCEE\\_661206%26=&\\_afLoop=147346286388933#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=mbpzknkqhx_188&contentId%3DCCEE_661206%26=&_afLoop=147346286388933#!)).

238. Ocorre que, conforme mencionado na Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144), mesmo considerando a garantia física total do MRE, o histórico dos resultados da geração desde 2001 registram a ocorrência de GSF menor do que 1 em doze dos vinte anos analisados (60%), motivo pelo qual normalmente se entende necessária, nas modelagens realizadas para empreendimentos

hidrelétricos, a previsão de um *hedge* relacionado a um percentual da garantia física que possivelmente não será vendido pelas usinas, como mecanismo de proteção das variações hidrológicas.

239. Portanto, na projeção dos fluxos de caixa, o *hedge* entra como um fator de abatimento da energia assegurada (garantia física após as perdas técnicas) previstas pelos novos contratos, de forma a estimar a energia comercializável líquida anual, que, multiplicada pelo preço de energia estimado para o período, gera a receita bruta anual.

240. Nesse contexto, considerando os recorrentes períodos de hidrologia desfavorável nos últimos anos, e a influência dos preços de curto prazo sobre a metodologia de precificação da energia adotada na modelagem econômico-financeira, o MME optou ainda por não considerar constante o *hedge* definido pela expressão ‘1-GSF’, principalmente tendo em vista o atual momento de escassez hídrica aguda (peça 144, p. 17-18).

241. A definição do *hedge* observou, portanto, para os primeiros quatro anos da modelagem, de 2022 a 2025, a média do fator de risco hidrológico dos quatro últimos anos do histórico, de 2017 a 2020, tendo em vista que se imagina que os preços a serem refletidos nesse período da projeção ainda sofrerão influência do período mais recente de menor disponibilidade de geração hídrica, com um GSF menor.

242. Para o período de projeção entre 2028 e 2051, o MME optou por empregar a média do histórico do risco hidrológico do período de 2001 a 2020 por acreditar, na linha da metodologia aplicada para a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), na tendência de sua estabilização.

243. Para os períodos intermediários das projeções, 2026 e 2027, o MME adotou os pontos médios para os riscos hidrológicos dos períodos de 2022-2025 e de 2028-2051. Dessa forma, a Tabela 9 resume o *hedge* a ser adotado, considerando o risco hidrológico (GSF), utilizado nas projeções dos fluxos de caixa dos novos contratos a serem celebrados sob a égide do art. 2º da Lei 14.182/2021.

Tabela 9 - *Hedge* (1-GSF) utilizado na modelagem da Eletrobras

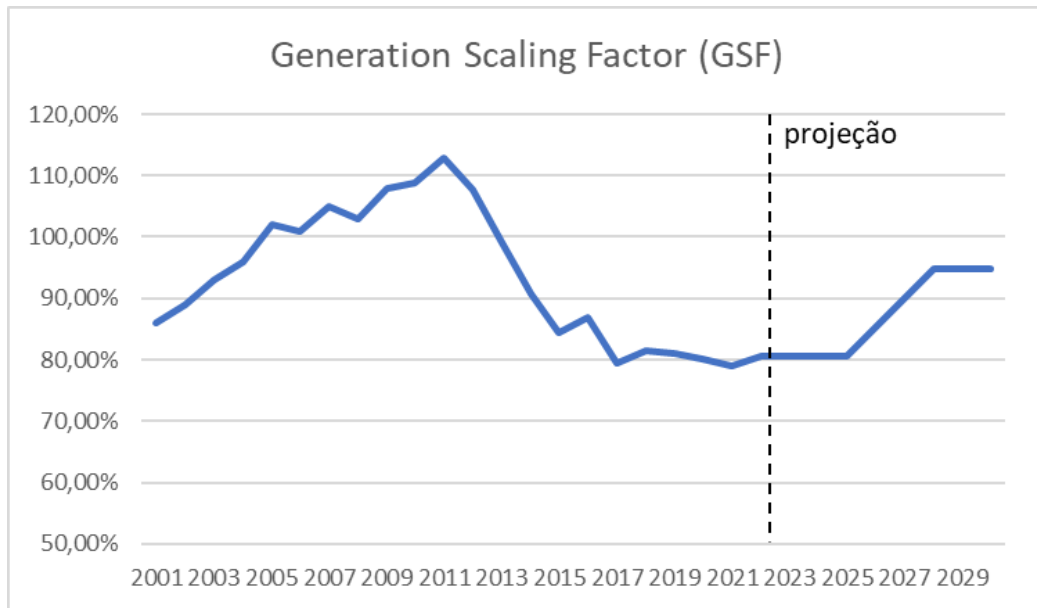
Período	<i>Hedge</i> (1 – GSF)
2022 – 2025	19,5%
2026	14,7%
2027	10,0%
2028 – 2051	5,2%

Fonte: Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 18)

244. Em relação aos valores projetados para risco hidrológico, nota-se inicialmente que o MME pressupõe uma melhora gradual e um ajuste do GSF a valores medianos verificados no passado, como se apresenta na Figura 3 abaixo.



Figura 3 - Risco hidrológico histórico e projetado



Fonte: Elaboração própria a partir das informações contidas na peça 144, p. 18.

245. Considerando as causas conjunturais que influenciam o GSF, é razoável admitir que a curva do risco hidrológico retorne a parâmetros normalizados no longo prazo, não só pela variação hidrológica usual, mas pelo ajuste periódico das garantias físicas das usinas hidrelétricas, com o objetivo de tornar a sua capacidade de suprimento mais aderente à realidade. Ressalta-se que, no presente caso, as garantias físicas das usinas contempladas na Lei 14.182/2021 sofrerão uma redução de 7,3%, conforme exposto na Tabela 6 desta instrução.

246. Todavia, considerando as mudanças estruturais, tais como mudanças climáticas que reduzam de forma irreversível a afluência média nas bacias hidrográficas brasileiras, a inserção de fontes de base na matriz elétrica – capazes de deslocar a curva de geração hídrica – e o aumento gradativo da geração distribuída com a consequente redução de demanda, é possível que haja um aumento do risco hidrológico no longo prazo, o que tende a impactar o potencial gerador de receitas dessas usinas.

247. Uma das consequências de valores reduzidos de GSF, como já mencionado, é a elevação dos preços no MCP, tendo em vista a grande participação de hidrelétricas na matriz elétrica brasileira e a dependência dessa fonte energética para o atendimento do consumo. Na falta de geração hidrelétrica, são despachadas outras fontes mais caras.

248. Não obstante, a projeção de preços de energia elétrica na modelagem econômico-financeira apresentada, conforme tratado no tópico V.2.2 desta instrução, considera o atingimento do equilíbrio estrutural do sistema no longo prazo, em que os preços tendem a se situar mais próximos do custo associado ao despacho da geração hidráulica. Ou seja, em situações em que o GSF se mostra mais próximo de patamares médios.

249. Desse modo, por coerência metodológica, são desnecessários ajustes relacionados ao risco hidrológico adotado na modelagem econômico-financeira apresentada.

#### V.2.4 GAG O&M, GAG MELHORIAS E CAIMI

250. O Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG) incorpora os custos de operação manutenção, administração, remuneração e amortização, incluindo custos socioambientais e relativos a demandas da Administração Pública, sendo que, especificamente, a GAG O&M contempla os custos operacionais regulatórios, a GAG Melhorias abrange os custos de capital por investimentos em melhorias e o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) comporta o custo anual de instalações móveis e imóveis.

251. Na modelagem proposta pelo MME, o VAC é obtido pela diferença de receita das usinas sob o novo contrato de concessão (na forma de PIE) e sob o modelo vigente (cotas). Ou seja, a receita auferida pela venda de energia no ambiente de contratação livre (ACL) é abatida da GAG e da CAIMI associada às UHEs no âmbito do fluxo de caixa, de modo a se obter o valor adicionado pelos novos contratos.

252. A metodologia para definição e cálculo do GAG e do CAIMI é apresentada no Módulo 12: Concessionárias de Geração, Submódulo 12.1 – Revisão Periódica da Receita Anual de Geração das Usinas Cotistas, dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret. Todos os conceitos apresentados nesse subtópico têm origem nesse normativo.

253. Especificamente, melhorias (GAG Melhorias) compreendem a instalação, substituição ou reforma de equipamento em instalação de geração existente, ou a adequação dessa instalação, visando manter a prestação de serviço adequado de geração de energia elétrica, conforme dispõe a Lei 8.987/1995.

254. Para a definição dos custos operacionais regulatórios (GAG O&M), a metodologia adota como variável de insumo os custos operacionais reais da concessionária obtidos dos seus registros contábeis, que são elaborados de acordo com o que dispõe o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

255. O elenco de contas para o cálculo desses custos operacionais da geração compreende despesas com pessoal, administradores, materiais, serviços de terceiros, seguros, tributos e outros custos e despesas operacionais.

256. A partir da coleta dessas variáveis de insumo, os custos operacionais regulatórios, relativos a cada usina hidrelétrica, são definidos pela seguinte expressão:

$$GAG_{O\&M} = e^{12,692202 + \text{DESPACHO}} * CI^{0,64325} * \text{ÁREA}^{0,018314} * UG^{0,178376} \quad (3)$$

257. Em que *DESPACHO* representa o valor equivalente a 0,3028 para as usinas que tenham despacho centralizado pelo ONS e valor equivalente a 0 para aquelas que não tenham despacho centralizado pelo ONS; *CI* equivale à Capacidade Instalada em Operação (MW); *ÁREA* equivale à Área do Reservatório em km<sup>2</sup>; e *UG* equivale a Número de Unidade Geradoras.

258. A GAG Melhorias (*GAG<sub>Melh</sub>*), por seu turno, é definida por meio de parametrização de variáveis explicativas da necessidade de investimentos em melhorias durante o período de concessão. São compreendidos, nesse montante, a troca de todos os equipamentos hidro e eletromecânicos, e custos de natureza contábil de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração Pública até o fim da concessão.

259. Nesse caso, também são utilizados como dados de entrada da parametrização rubricas contábeis que compõem o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), conforme descrito na Tabela 2, na página 10, do Módulo 12: Concessionárias de Geração, Submódulo 12.1 – Revisão Periódica da Receita Anual de Geração das Usinas Cotistas, dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret ([http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020882\\_Proret\\_Submod\\_12\\_1\\_v2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020882_Proret_Submod_12_1_v2.pdf)).

260. Os custos de capital por investimentos em melhorias para cada usina hidrelétrica são definidos com base na expressão abaixo:

$$GAG_{Melh} = \text{Fator}_{\text{Atualização}} * e^{15,28132} * CI^{0,643250,731} * UG^{0,49185} - (\text{Remuneração}_{\text{Anterior}}) \quad (4)$$

261. O *Fator<sub>Atualização</sub>* é o que depende do número de unidades geradoras do período restante do contrato de concessão; *CI* equivale à Capacidade Instalada em Operação (MW); *UG* equivale ao Número de Unidades Geradoras; e *Remuneração<sub>Anterior</sub>* equivale a um quinto da remuneração por investimentos em melhorias recebidas no ciclo anterior de vigência da Receita Anual de Geração (RAG), corrigido pelo índice de preços IPCA.

262. Os fluxos de investimentos considerados para o cálculo do *Fator<sub>Atualização</sub>* são relativos à média dos cenários de máxima antecipação de investimentos e de máxima postergação de investimentos.

263. O CAIMI, por fim, consiste em investimentos de curto período de recuperação e é composto pelos grupamentos de contas do intangível, terrenos, edificações, máquinas e equipamentos, veículos, móveis e utensílios e aluguéis, conforme definido no Módulo 12: Concessionárias de Geração, Submódulo 12.1 – Revisão Periódica da Receita Anual de Geração das Usinas Cotistas, dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Nesse caso, as rubricas contábeis determinadas pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) também são utilizadas como variáveis de entrada da expressão abaixo apresentada:

$$BAR = BAR_a + BAR_v + BAR_i \quad (5)$$

264. Em que  $BAR_a$  é o montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo;  $BAR_v$  é o montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e  $BAR_i$  é o montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática. Os imóveis de uso administrativo têm um peso de 90%, os veículos representam 3% e os sistemas, 7%.

265. Assim, o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI) refere-se à anualização dos investimentos considerados como BAR, conforme a expressão a seguir apresentada:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (6)$$

266. Em que o CAL é o Custo Anual de Aluguéis; o CAV é o custo anual das Instalações de Veículos; e CAI é o Custo Anual de Sistema de Informática.

267. O CAIMI aplicado às usinas do regime de cotas de garantia física é de R\$ 9,749/kW, na data-base de julho de 2017, anualmente atualizado pelo IPCA, limitado em piso de R\$ 42.000,00.

268. O MME submeteu à equipe de inspeção do Tribunal as planilhas com os dados utilizados na parametrização acima descrita para a definição da GAG Melhorias, GAG O&M e CAIMI. Não foram detectadas inconsistências nos cálculos contidos nas planilhas eletrônicas (peças 143 e 199).

269. Assim, o MME, por meio da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144), item 5.2.6, publicou os valores de GAG e CAIMI utilizados nos fluxos de caixa projetados para a definição do valor adicionado dos novos contratos de que trata o art. 2º da Lei 14.182/2021.

### **V.2.5 Dos impactos da possível aprovação da reforma tributária sobre o valor do bônus de outorga**

270. A reforma tributária atualmente em discussão está consubstanciada no âmbito dos Projetos de Lei 2.337/2021 e 3.887/2020.

271. O Projeto de Lei 2.337/2021, já aprovado pela Câmara dos Deputados, em seu Capítulo III, Seção I, estabelece novas alíquotas para o IRPJ, por meio da alteração da Lei 9.249/1995, nos seguintes termos:

Art. 6º A Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações, produzindo efeitos a partir da instituição de adicional de 1,5% (um inteiro e cinco décimos por cento) da Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM), na forma do § 2º-A do art. 2º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, incidente sobre as operações relativas a ferro, cobre, bauxita, ouro, manganês, caulim, níquel, nióbio e lítio:

‘Art. 3º A alíquota do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das pessoas jurídicas é de 8% (oito por cento).

.....’(NR)

272. Atualmente, a alíquota do IRPJ é de 15%. Assim, caso o Projeto de Lei 2.337/2021 seja aprovado, haverá redução de 7 p.p. na alíquota de IRPJ. Considerando que não há previsão de alteração da alíquota adicional de 10% de IRPJ quando a base de cálculo ultrapassar R\$ 20.000,00, a alíquota total de IRPJ, no caso de empresas de grande porte, como a Eletrobras, poderá diminuir de 25% para 18%.

273. O Projeto de Lei 2.337/2021 também prevê alteração nas alíquotas da CSLL, nos seguintes termos:

Art. 7º A Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, passa a vigorar acrescida do seguinte art. 3º-A, produzindo efeitos a partir da revogação dos benefícios fiscais previstos na Lei nº 10.312, de 27 de novembro de 2001, no § 3º do art. 2º da Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002, no § 3º do art. 2º da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, e no § 11 do art. 8º da Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004, nos termos dos incisos XII e XIII e da alínea a dos incisos XIV e XV do *caput* do art. 68 desta Lei:

Art. 3º-A As alíquotas previstas nos incisos I, II-A e III do *caput* do art. 3º desta Lei ficam reduzidas em 0,5% (cinco décimos por cento).

274. A alíquota total da CSLL, atualmente, é de 9%. Considerando a previsão de decréscimo de 0,5% das duas alíquotas previstas no art. 3º da Lei 7.689/1988, a CSLL poderá ser reduzida para 8%. Portanto, o conjunto de IRPJ e CSLL poderá ter sua alíquota combinada reduzida de 34% para 26%.

275. Já o Projeto de Lei 3.887/2020, ainda pendente de apreciação pela Câmara dos Deputados, prevê que as operações com bens e serviços sejam oneradas pela CBS com a alíquota uniforme de 12%. A CBS irá substituir o PIS/Cofins, cuja alíquota é da ordem 9,25% para empresas do porte da Eletrobras. Embora, aparentemente, a introdução da CBS represente um aumento de tributação, pois haveria acréscimo de 2,75% de alíquota, o fato de a base de cálculo e a forma de cálculo desses tributos ser diferente pode não materializar esse aumento de carga tributária.

276. É que o Projeto de Lei 3.887/2020 prevê que o ICMS e o ISS destacados em nota fiscal não farão parte da base de cálculo da CBS, ao contrário do que ocorre com o PIS/Confins, ou seja, há a eliminação de cálculo de tributos sobre tributos, conforme explicitado na exposição de motivos que acompanhou o projeto:

7. Além do alinhamento da CBS a um tributo sobre valor adicionado de base ampla, a não cumulatividade será plena, garantindo neutralidade da tributação na organização da atividade econômica. Todo e qualquer crédito vinculado à atividade empresarial poderá ser descontado da CBS devida e os créditos acumulados serão devolvidos.

7.1. A implementação inicial do regime de apuração não cumulativa da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins no começo dos anos 2000 não foi suficiente para evitar a tributação em cascata, pois várias limitações foram impostas e, em razão delas, diversas complexidades surgiram. Dada essa experiência, a CBS terá sua não cumulatividade operacionalizada da forma simples: o tributo incidente nas etapas anteriores e destacado no documento fiscal permitirá o creditamento para abatimento das contribuições incidentes nas etapas posteriores.

277. Independentemente da implementação futura da sistemática de cálculo da CBS, realizaram-se simulações na planilha de cálculo do Valor Adicionado (peças 143 e 199) a respeito dos impactos dos dois projetos de lei na modelagem econômico-financeira adotada para o valor de outorga das novas concessões.

278. Considerando-se apenas a alteração da alíquota conjunta do IRPJ e da CSLL de 34% para 26%, o valor adicionado dos contratos subiria de R\$ 62,5 bilhões para R\$ 65,5 bilhões, e o bônus de outorga de R\$ 23,2 bilhões para R\$ 24,7 bilhões, um acréscimo da ordem R\$ 1,5 bilhão.

279. Caso se adotasse, concomitantemente com a diminuição nas alíquotas de IRPJ e CSLL, a premissa de que a adoção da CBS em substituição ao PIS/Confins elevaria a carga tributária de 9,25% para 12%, o que não se pode afirmar com certeza tendo em vista as diferentes formas de cálculo das duas contribuições, o valor adicionado dos contratos ainda se elevaria de R\$ 62,5 bilhões para R\$ 63,9 bilhões, e o bônus de outorga de R\$ 23,2 bilhões para R\$ 23,9 bilhões, um incremento de R\$ 700 milhões.

280. Nessa última simulação, considera-se que a introdução da CBS teria o efeito de aumentar a carga tributária simplesmente pelo fato de a sua alíquota ser superior à do PIS/Cofins, o que pode

não ser verdade tendo em vista que a não cumulatividade da CBS pode vir a compensar as diferenças entre as duas alíquotas e anular qualquer acréscimo tributário.

281. Conforme acima explicitado, a modelagem econômico-financeira para a determinação do bônus de outorga das usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021 envolveu 94% da capacidade de criação de receita de geração de energia elétrica da Eletrobras, que será privatizada.

282. Ademais, a privatização da Eletrobras transferirá para a iniciativa privada os demais ativos operacionais da empresa como os de transmissão, que são da ordem de R\$ 50 bilhões, e os de investimentos em participações societárias, incluindo aquelas em sociedades de propósito específico (SPEs), da ordem de R\$ 29 bilhões, conforme o balanço patrimonial publicado na data-base de 31/12/2020.

283. Nesses termos, convém que os benefícios financeiros oriundos das reduções de alíquotas dos tributos, no caso de aprovação da reforma tributária antes da realização da oferta pública de ações, sejam capturados pela União, via bônus de outorga, tendo em vista os benefícios fiscais oriundos dos demais ativos da empresa serão capturados pelos preços das ações da Eletrobras.

284. Ainda considerando-se tratar de outorga de contratos de concessão com horizonte de longo prazo (trinta anos) e que há tendência de aprovação da reforma tributária em um horizonte de curto prazo, mesmo que após a realização da oferta pública de ações, pode ser o caso de os contratos de concessão preverem a possibilidade de compartilhamento dos benefícios tributários resultantes.

285. Assim, será proposta recomendação ao MME para que, caso os Projetos de Lei 2.337/2021 e/ou 3.887/2020 sejam sancionados antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, os benefícios tributários decorrentes da nova legislação sejam incorporados ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021.

286. Também se entende pertinente propor que o MME avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção da reforma tributária aos seus valores adicionados.

#### **VI. Da necessidade de ajustes na modelagem econômico-financeira adotada para o cálculo do valor de outorga das novas concessões**

287. Analisando a planilha de cálculo do VAC (peça 147), foi identificada a necessidade de ajustes nas fórmulas de algumas células, por não seguirem as premissas adotadas pelo MME.

288. O primeiro se refere ao cálculo do *hedge* para as empresas Furnas, Eletronorte e Chesf. Como relatado acima, a Nota Técnica 46/2021-ASSECC definiu percentuais decrescentes de GSF, em uma redução escalonada entre 19,5% (2022 a 2025) até 5,2% (a partir de 2028). Entretanto, para essas três subsidiárias, foi utilizado 5,2% para todos os anos.

289. O segundo se refere ao cálculo da receita de venda de energia no ACL. Como apresentado acima, o custo da energia foi definido como uma curva decrescente entre o valor previsto pela Dcide (R\$ 240,07/MWh) e o CME (R\$ 159,71/MWh). Contudo, para os cálculos de receita da Chesf, Sobradinho e Itumbiara, a planilha adota um único valor por todo o período da nova concessão, não seguindo o escalonamento proposto originalmente. No caso da Chesf foi adotado apenas o menor valor, enquanto para as duas UHEs apenas o maior.

290. O terceiro ajuste necessário ocorreu no cálculo da TFSEE da Chesf para o ano de 2023. Essa taxa de fiscalização incide apenas sobre a energia não cotizada. Entretanto, especificamente para esse caso, o MME desconsiderou o percentual de 80% de energia cotizada.

291. O último ajuste, por fim, se refere ao EUSTD Chesf. A Aneel, em seu Ofício 199/2021 determinou valores distintos e crescentes desses encargos ao longo dos anos da nova concessão. Não obstante, o cálculo efetuado para a Chesf não utilizou os valores de 2025-2026 em diante, empregando os dados de 2024-2025 para todos os anos seguintes.



292. Essas inconsistências foram informadas ao MME, que, após avaliação interna, confirmou que eram, de fato, erros de elaboração da planilha.

293. Por meio do Ofício 424/2021/SE (peça 197), o MME informou que retificou os erros apontados pela equipe de inspeção. Ademais, o Ministério identificou que, por conta da correção relacionada ao *hedge*, também foi necessário alterar o impacto advindo da obrigação do PISF. Por fim, informou que corrigiu dois erros nas casas decimais das garantias físicas das UHE Funil e UHE Pedra.

294. Além das correções dos erros, o MME informou que incorporou no modelo a extensão de prazo relacionada à repactuação do risco hidrológico das outorgas das UHEs Tucuruí (518 dias), Mascarenhas de Moraes (366 dias) e Itumbiara (2.555 dias), as quais foram homologadas pela Aneel por meio da Resolução 2.932, de 14/9/2021.

295. Em razão da extensão de prazo da UHE Tucuruí, foi necessário recalcular o Valor Novo de Reposição (VNR) dessa usina. Para isso, o MME solicitou à Aneel a estimativa do valor de depreciação acumulada da UHE Tucuruí, mas essa informação ainda não tinha sido disponibilizada ao Ministério na data do Ofício, de modo que o MME aguarda essa informação para atualizar o modelo.

296. A planilha com as correções elencadas acima foi apresentada pelo MME na peça 199, entretanto, não foi encaminhada nova Resolução CNPE com os valores corrigidos.

297. Nesse sentido, seria cabível propor determinação ao MME para que corrigisse os erros apontados. Entretanto, considerando que o Ministério já se comprometeu formalmente a ajustar os valores envolvidos, deixa-se de propor a determinação, em consonância com o art. 16, parágrafo único, inciso I, da Resolução-TCU 315/2020.

298. As alterações promovidas, em especial a extensão de prazo relacionada à repactuação do risco hidrológico, reduziram a estimativa de Valor Adicionado aos Contratos. Como pode-se observar na planilha encaminhada pelo Ministério (peça 199), os novos valores propostos seriam:

- a) VAC: R\$ 56.860.677.918,77;
- b) CDE: R\$ 26.977.089.685,88; e
- c) Bônus de outorga: R\$ 20.344.200.523,26.

299. Contudo, como detalhado no tópico V.2.2 desta instrução, verificou-se que o valor adotado pela EPE para a venda de energia de longo prazo (R\$ 155,00/MWh) é incoerente, pois: i) desconsiderou completamente a componente de potência e seu potencial de receita futura por meio da venda de lastro de capacidade; ii) está subestimado em relação a vários outros parâmetros identificados; iii) não retirou valores discrepantes da média de longo prazo para estimar a premissa. Concluiu-se, assim, pela incoerência e inadequação da premissa proposta pela Empresa de Pesquisa Energética para valoração do VAC dos novos contratos da Eletrobras.

300. Diante do exposto, propõe-se determinar ao MME que reavalie o preço de energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do VAC dos novos contratos da Eletrobras, adotando como premissa, no mínimo, o valor de R\$ 172,14/MWh, referente ao CME-Energia de projeção mais distante publicado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0.

301. Para fins de comparação com os valores ajustados apresentados acima, após a correção da premissa do valor de energia de longo prazo, mesmo que apenas pelo CME-Energia 2033, a nova modelagem implicará nos seguintes montantes, com acréscimos aproximados de R\$ 10,6 bilhões no VAC; R\$ 5,3 bilhões na CDE; e R\$ 5,3 bilhões no bônus de outorga:

- a) VAC: R\$ 67.449.910.187,62;
- b) CDE: R\$ 32.271.705.820,31; e
- c) Bônus de outorga: R\$ 25.638.816.657,68.

## VII. Dos impactos tarifários resultantes da nova outorga

302. Como já mencionado nesta instrução, a Lei 14.182/2021 estabeleceu uma série de premissas com o condão de impactar as tarifas de energia elétrica, como é o caso da mudança do regime de exploração das usinas hidrelétricas da Eletrobras (descotização), prevista no art. 4º, inciso III, bem como das exigências de contratação de térmicas a gás natural, de PCHs e da prorrogação de contratos do Proinfra, previstas no art. 1º, § 1º.

303. A análise abordada nestes autos contempla tão somente os atos do Poder Concedente para estimar os impactos da descotização, uma vez que era a única disposição constante do texto original da MPV 1.031/2021 cujos impactos são resultantes diretamente das novas outorgas a serem concedidas. Vale dizer, as demais previsões legais acima apontadas foram instituídas mediante emendas parlamentares e são comandos legais paralelos ao da desestatização da Eletrobras, que não possuem relação com as novas outorgas.

304. Nesse contexto, buscou-se verificar a consistência da estimativa apresentada pelo Poder Concedente para os impactos resultantes da descotização e da fundamentação para a fixação dos valores a serem pagos à CDE, como medida de mitigação desses impactos.

305. Com relação aos impactos estimados, esta Unidade Técnica encaminhou o Ofício 67/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 95) solicitando ao MME informações e estudos sobre os impactos da descotização no que se refere: (i) ao eventual aumento tarifário pela perda dos contratos em regime de cotas; (ii) à possibilidade de migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL); e (iii) às premissas para a estimativa do preço da energia, incluindo a precificação da assunção do risco hidrológico no contexto de escassez hídrica. Outrossim, solicitou-se também a fundamentação para a fixação dos valores a serem pagos à CDE.

306. Em resposta, o MME encaminhou a Nota Informativa 13/2021/ASSEC (peça 104), em que teceu as seguintes considerações:

a) em relação ao eventual aumento tarifário, informou que o consumidor cativo se beneficiará da alteração do regime de exploração, uma vez que deixa de ser o responsável pelo custo do risco hidrológico e se beneficiará do direcionamento de recursos para a CDE;

b) no tocante à possibilidade de migração de consumidores para o ACL, alega que a descotização proporcionará liquidez de mercado e flexibilidade do portfólio das distribuidoras em resposta à ampliação do mercado livre; e

c) as premissas para a estimativa do preço da energia foram norteadas pela abordagem utilizada na modelagem de desestatização da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT).

307. Não foram apresentadas informações adicionais relativas à fundamentação para a fixação dos valores a serem direcionados à CDE.

308. Verifica-se, pelo teor das respostas apresentadas, que se restringem a alegações, não havendo estudos ou informações mais aprofundados capazes de auxiliar a avaliação da SeinfraElétrica a respeito da projeção de impactos que serão gerados com a descotização das usinas da Eletrobras, considerando ainda os aportes à CDE.

309. Não obstante, em resposta ao Requerimento de Informação 519/2020, proveniente da Câmara dos Deputados, o MME solicitou à Aneel, por meio do Ofício 193/2021/SE-MME (peça 211), a estimativa de impactos da MPV 1.031/2021, considerando as seguintes premissas:

a) descotização das usinas em cinco anos;

b) estimativas de preços futuros para a energia de R\$ 155,00, R\$ 167,00 e R\$ 200,00;

c) destinação do pagamento à CDE de 50% do VAC, conforme os seguintes fluxos de recebimentos para cada um dos preços mencionados acima, a saber:

**Figura 4 - Cenários da curva de aportes à CDE <sup>1</sup>**

Concessões de usinas Eletrobras  
 Premissa: Descotização em 5 anos  
 Preço Energia: R\$ 155 flat

Aporte anual na CDE - valores em R\$

	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Aporte Anual na CDE - Descotizadas	338.462.606	676.925.212	1.015.387.818	1.353.850.424	1.692.313.029	1.692.313.029
Aporte Anual na CDE - Tucuruí	190.585.942	381.171.885	571.757.827	762.343.769	952.929.712	952.929.712
Aporte Anual na CDE - Total	529.048.548	1.058.097.096	1.587.145.645	2.116.194.193	2.645.242.741	2.645.242.741

Concessões de usinas Eletrobras  
 Premissa: Descotização em 5 anos  
 Preço Energia: R\$ 167 flat

Aporte anual na CDE - valores em R\$

	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Aporte Anual na CDE - Descotizadas	343.987.403	687.974.805	1.031.962.208	1.375.949.611	1.719.937.013	1.719.937.013
Aporte Anual na CDE - Tucuruí	200.563.116	401.126.232	601.689.349	802.252.465	1.002.815.581	1.002.815.581
Aporte Anual na CDE - Total	544.550.519	1.089.101.037	1.633.651.557	2.178.202.076	2.722.752.594	2.722.752.594

Concessões de usinas Eletrobras  
 Premissa: Descotização em 5 anos  
 Preço Energia: R\$ 200 flat

Aporte anual na CDE - valores em R\$

	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Aporte Anual na CDE - Descotizadas	503.833.075	1.007.666.150	1.511.499.224	2.015.332.299	2.519.165.374	2.519.165.374
Aporte Anual na CDE - Tucuruí	284.092.915	568.185.830	852.278.745	1.136.371.660	1.420.464.575	1.420.464.575
Aporte Anual na CDE - Total	787.925.990	1.575.851.980	2.363.777.969	3.151.703.959	3.939.629.949	3.939.629.949

Fonte: peça 211 – Planilha.xlsx.

<sup>1</sup> Os aportes projetados são lineares e constantes após o ano de 2029.

d) estimativa de novas garantias físicas com redução de 5,32% a 6,18%;

e) risco hidrológico de R\$ 45,68/MWh, referente à média dos valores realizados no período de 2015 a 2020.

310. Em resposta à solicitação do MME, a Aneel encaminhou o Ofício 123/2021-DR/Aneel (peça 214), em que disponibilizou simulador de impactos conforme as premissas estabelecidas pelo MME no Ofício 193/2021/SE-MME (peça 214, [74]-0528215\_Planilha.xlsx), cujos resultados são apresentados na Nota Informativa 10/2021/ASSEC (peça 215) e ilustrados na Figura 5.

**Figura 5 – Cenários de impacto médio na tarifa Brasil**

Impacto médio na tarifa Brasil						
Ano	Preço da Energia (R\$)	Aporte CDE* (R\$)	Preço da Energia (R\$)	Aporte CDE* (R\$)	Preço da Energia (R\$)	Aporte CDE* (R\$)
	155,00	2.645.242.741,11	167,00	2.722.752.594,48	200,00	3.939.629.948,98
2023		-0,08%		-0,03%		-0,01%
2024		-0,19%		-0,10%		-0,05%
2025		-0,30%		-0,17%		-0,09%
2026		-0,40%		-0,24%		-0,14%
2027 em diante		-0,51%		-0,30%		-0,18%

\* A partir do 5º ano.

Fonte: Nota Informativa 10/2021/ASSEC (peça 215).

311. No que tange aos aportes na CDE, a Nota Técnica 46/2021/ASSEC registra preocupação da Aneel quanto à pressão tarifária no ano de 2022, motivada, em suma, pelas seguintes causas de elevação tarifária: crise hídrica, câmbio e Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) elevado (peça 144).

312. A Agência informa ter adotado uma série de medidas administrativas, no ano de 2021, que teriam reduzido um aumento tarifário médio no ano, os quais saíram de patamares acima de 20% para valores próximos a 10%.

313. No entanto, a despeito desse esforço, as tarifas para 2022 continuariam pressionadas em virtude das causas mencionadas, motivo pelo que sugere a antecipação de R\$ 5 bilhões dos recursos da desestatização da Eletrobras na forma de um aporte inicial no orçamento da CDE, que gerariam uma potencial redução média dos impactos tarifários em 2022 da ordem de 2,45%.

314. Nesse sentido, a Resolução CNPE 15/2021 fixou, em seu Anexo III (peça 166), o seguinte cronograma de aportes na CDE, apontado na Tabela 10.

Tabela 10 - Cronograma de aportes na CDE

Data	Pagamento à CDE
Até 30 dias contados da assinatura dos novos contratos	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
2028 – 2047	R\$ 2.630.494.320,65

Fonte: Peça 166, p. 5

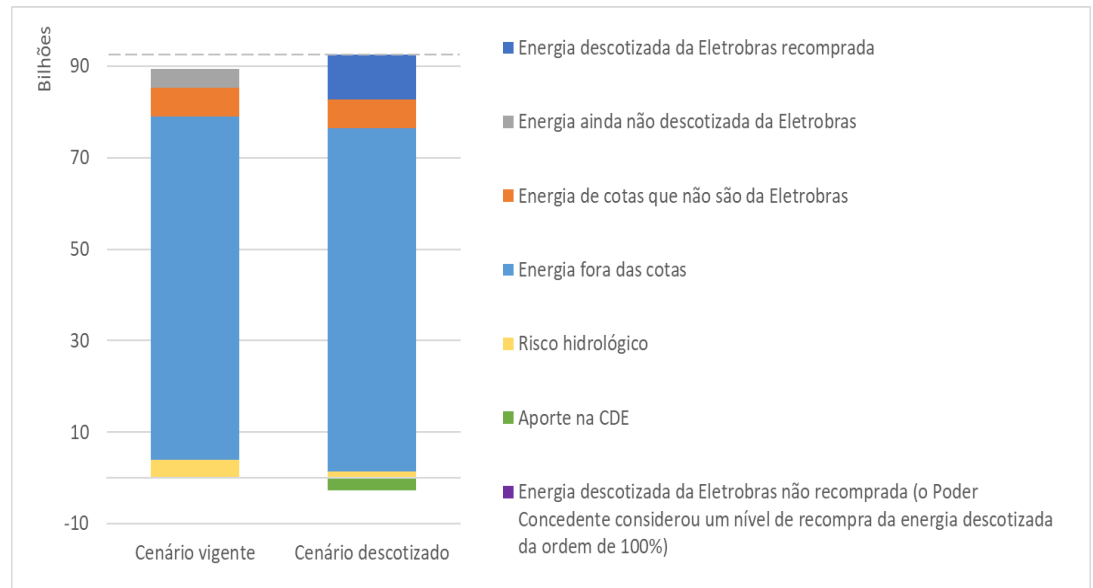
315. Pelas informações disponibilizadas pelo MME no bojo do Requerimento de Informação 519/2020, proveniente da Câmara dos Deputados, bem como em face das condições já estabelecidas na Resolução CNPE 15/2021, necessárias as seguintes ponderações a respeito dos impactos tarifários apresentados na Nota Informativa 10/2021/ASSEC (peça 215):

a) a simulação desenvolvida pela Aneel considerou que o atual nível de sobrecontratação das distribuidoras, da ordem de 109,1% em fevereiro de 2021 (<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53163935/sobrecontratacao-de-distribuidoras-e-de-1091-na-media-apontaccee>), será compensado com a redução das garantias físicas das usinas cujas concessões serão renovadas. Ou seja, ao longo da descotização que ocorrerá no ritmo de 20% ao ano, durante cinco anos, a partir de 2023, assumiu-se que as distribuidoras devem recomprar 100% da energia descotizada;

b) a relação entre o risco hidrológico e o impacto tarifário resultante da descotização é inversamente proporcional, haja vista que, com a alteração do regime de exploração das usinas, o ônus passa a ser dos geradores;

c) a estimativa de impacto tarifário foi calculada com base na diferença gasta pelas distribuidoras com compra de energia no cenário de descotização em comparação com o cenário vigente, considerando o benefício anual da CDE e o risco hidrológico, conforme a Figura 6;

Figura 6 - Custo de energia das distribuidoras do Brasil no cenário vigente e descotizado



Fonte: Elaboração própria, com base na peça 214 – Planilha.xlsx.

d) o impacto tarifário resultante da descotização tende a ser neutro, haja vista, principalmente, a pouca representatividade da energia oriunda de usinas cotistas da Eletrobras no portfólio das distribuidoras (cerca de 15%), de modo que, exclusivamente no presente caso, a tarifa média brasileira é pouco sensível às incertezas associadas ao risco hidrológico, preço de recompra e percentual de recompra;

e) um exemplo dessa pouca sensibilidade é que, mantidas constantes as demais variáveis e desconsiderado o benefício tarifário com os aportes na CDE (da ordem de R\$ 2,6 bilhões ao ano), o impacto tarifário resultante da descotização na tarifa média Brasil seria de 0,93% em vez de -0,25%; e

f) no caso dos preços de recompra da energia descotizada, se por um lado tendem a onerar a distribuidora, por outro, elevam os aportes que beneficiarão o ACR via CDE (a diferença de impacto tarifário entre um preço de recompra de R\$ 200,00/MWh e R\$ 155,00/MWh é cerca de 1%).

316. Tecidas as considerações acima, entendem-se razoáveis as premissas adotadas pela Aneel e pelo MME no tocante à estimativa dos impactos tarifários decorrentes da descotização das usinas da Eletrobras. Portanto, uma vez que se espera neutralidade tarifária em razão dessa mudança no regime de exploração, não se verificam incentivos adicionais para a migração de consumidores cativos ao ACL, ao menos no curto prazo.

317. Vale repisar que não foram analisados, neste trabalho, os demais impactos decorrentes da aprovação da Lei 14.182/2021.

318. Por fim, verifica-se que o cronograma de aportes à CDE foi estabelecido com o objetivo de neutralizar os impactos de curto a longo prazo com a alteração do regime de exploração. A exceção foi o adiantamento de R\$ 5 bilhões solicitado pela Aneel, cujo objetivo é minimizar os impactos tarifários decorrentes de outras causas (crise hídrica, câmbio e IGP-M elevado). A adoção de soluções paliativas como a mencionada é objeto do TC 014.282/2021-6, que versa sobre Auditoria Operacional na Política Tarifária do Setor Elétrico.

**VIII. Da utilização de recursos resultantes da nova outorga em políticas públicas, na forma de contrapartidas contratuais, sem trânsito no Orçamento Geral da União**

319. Conforme acima já transcrito, o art. 4º condiciona as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º, ambos da Lei 14.182/2021, ao pagamento pela Eletrobras



ou por suas subsidiárias do montante correspondente a 50% do valor adicionado à concessão pelos novos contratos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

320. Ademais, o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021 determina que, da bonificação pela outorga dos novos contratos de concessão, sejam abatidas as seguintes parcelas a serem pagas pela Eletrobras ou por suas subsidiárias:

a) despesas relacionadas à revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba;

b) despesas relacionadas ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins;

c) despesas relacionadas aos projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão sejam afetados pela Lei 14.182/2021; e

d) despesas para ressarcir o valor econômico do fornecimento de energia elétrica para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF).

321. Com o objetivo de avaliação da legalidade, sob a óptica orçamentária, do procedimento de abatimento dessas despesas anteriormente ao recolhimento do bônus de outorga aos cofres do Tesouro, foi enviado o Ofício 1-150/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 138) à Secretaria Especial do Tesouro e Orçamento do Ministério da Economia com o intuito de esclarecer a natureza dessas obrigações, sua relação com a concessão dos serviços de geração de energia elétrica tratados no art. 2º da Lei 14.182/2021, a legalidade do abatimento dessas obrigações do bônus de outorga e a eventual infringência de princípios e normas orçamentárias e de direito financeiro pelo fato de o encargo dessas obrigações transitar fora do Orçamento Geral da União.

322. Por meio da Nota Técnica SEI 43574/2021/ME (peça 216), a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da Secretaria do Tesouro Nacional respondeu aos questionamentos enviados.

323. Em relação ao entendimento quanto à natureza das obrigações constantes do art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021, a coordenação afirmou que as obrigações correspondem à realização de despesas do setor privado, por parte dos concessionários de usinas hidrelétricas, que necessariamente deverão constar dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, tendo em vista que são condicionantes das novas outorgas e condicionantes da desestatização.

324. A Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais concluiu que a natureza dessas obrigações é idêntica àquela prevista no art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021, de realização de despesas pelas concessionárias para pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

325. Quanto à relação das obrigações contratuais em questão com a concessão do serviço de geração de energia elétrica por meio das usinas especificadas no art. 2º da Lei 14.182/2021, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais respondeu que as obrigações contratuais estão relacionadas, nos termos dos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021, a projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas concedidas, com foco na recarga das vazões afluentes e aumento da flexibilidade operativa dos reservatórios.

326. Entretanto, a coordenação da STN observou que a avaliação quanto ao mérito dessas obrigações não é de sua competência, mas da pasta ministerial responsável, no caso, o MME.

327. Nesses termos, a STN encaminhou ao MME o Ofício SEI 242261/2021/ME (peça 217) para que a pasta ministerial se pronunciasse mais especificamente sobre a relação das obrigações com a concessão de energia das usinas hidrelétricas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021.

328. O MME, por seu turno, respondeu a esse questionamento, por meio da Nota Informativa 19/2021/ASSEC (peça 218).

329. Inicialmente, o MME contextualizou que os investimentos são discriminados explicitamente no art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021, conforme acima já explicitado.
330. Para cada uma das obrigações contratuais aqui em discussão, o MME transcreveu trechos das minutas dos contratos (peça 218, p. 2-4) com a finalidade de demonstrar que essas obrigações têm relação direta com a concessão dos serviços de geração de energia elétrica por meio das usinas especificadas no art. 2º da Lei 14.182/2021.
331. Em relação à afronta aos princípios da unidade e da universalidade orçamentária em razão de as obrigações não transitarem pelo Orçamento Geral da União, a coordenação da STN apresentou seu entendimento de que o valor adicionado pelos novos contratos de concessão do serviço de geração de energia elétrica não é definido como receita da União na Lei 14.182/2021, tendo em vista que não há previsão legal de pagamento desse valor, pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, para a União, tampouco previsão desse valor como ‘bonificação de outorga’ (peça 216, p. 1-2).
332. Já a parcela referente à bonificação de outorga oriunda dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica a ser paga pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, prossegue a coordenação da STN, é definida na Lei 14.182/2021 como receita da União, na forma fixada pelo art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021 e pela Resolução CNPE 15, de 31 de agosto de 2021, art. 2º, *caput*, e, assim, será classificada no orçamento como receita corrente patrimonial, nos termos do art. 11, § 1º, da Lei 4.320/1964, do mesmo modo como são classificadas as demais receitas de concessões da União (peça 216, p. 2).
333. Em relação à afronta ao artigo 167, inciso I e § 1º, da Constituição, que a destinação de parcelas relativas ao valor adicionado pelos novos contratos de concessão, sem trânsito pelo Orçamento Geral da União, poderia representar, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN afirma que a modelagem econômico-financeira dos contratos de concessão de geração de energia elétrica está totalmente consignada na Lei 14.182/2021 (peça 216, p. 2).
334. Assim, prossegue a coordenação, a Lei 14.182/2021 determina que as obrigações contratuais estabelecidas em seu art. 4º, inciso II, alíneas ‘a’, ‘b’, ‘c’ e ‘d’, sejam realizadas diretamente pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, por meio de aportes em conta específica em instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil, conforme dispõem seus arts. 6º, 7º e 8º (peça 216, p. 2).
335. Nesse sentido, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN concluiu que, tendo em vista o caráter privado dessa despesa fixada na referida e específica legislação, a análise fica prejudicada quanto à aplicação dos princípios orçamentários e do art. 167, inciso I e § 1º, da Constituição Federal (peça 216, p. 2).
336. Por fim, nesse quesito, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN observou que não cabe a ela a avaliação jurídica quanto à constitucionalidade da Lei 14.182/2021 (peça 216, p. 2).
337. Tendo em vista o questionamento abordar princípios orçamentários e fazer referência ao Capítulo II, Das Finanças Públicas, Seção II, Dos Orçamentos, da Constituição Federal, a STN solicitou a análise da sua Coordenação-Geral da Receita Pública (peça 216, p. 2).
338. Outrossim, a STN conferiu à sua Coordenação-Geral da Receita Pública a atribuição de responder ao item ‘e’ constante do Ofício 1-150/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 138), que indaga a respeito da importância dos princípios referidos no questionamento anterior para a gestão orçamentária, considerando as atividades de planejamento e coordenação orçamentária e o necessário trâmite legislativo para a aprovação de receitas e despesas públicas.
339. A coordenação da STN ressaltou, inicialmente, que os ingressos de valores na Conta Única do Tesouro Nacional podem representar receitas orçamentárias ou extraorçamentárias. No segundo caso, o registro do ativo tem contrapartida em contas do passivo financeiro, tendo em vista que o ente é mero depositário dos recursos e não depende de autorização legal ou orçamentária para devolvê-los (peça 219, p. 1).

340. Para os casos em que os recursos, prossegue a coordenação da STN, sequer transitam pela Conta Única, apesar de terem finalidade, por serem arrecadados ou empregados por entidades de direito privado externas ao Orçamento, a situação é diversa. Citou, como exemplo, os recursos movimentados por fundos de incentivos fiscais, conselhos de fiscalização de profissão e empresas públicas ou sociedades de economia mista que recebem recursos da União decorrentes de aumento de participação acionária (peça 219, p. 1).

341. Seguindo no raciocínio, a Coordenação-Geral da Receita Pública da STN afirmou que, quando o Estado delega a particular, pela primeira vez, a prestação de serviço público precedido ou não de obras públicas, ocorre a migração de uma atividade inserida no orçamento público, com registro de receitas e despesas orçamentárias em valores brutos e totais, para o particular. Dessa forma, o delegatário opera os recursos oriundos da atividade externamente à Conta Única e ao Orçamento (peça 219, p. 1).

342. Com a finalidade de ilustrar a situação, a coordenação da STN citou o caso de uma concessão especial formalizada mediante Parceria Público-Privada (PPP) do tipo ‘patrocinada’, nos moldes estabelecidos pela Lei 11.079/2004, em que o fluxo financeiro que ocorre dentro do orçamento do ente público se resume à despesa do ‘subsídio’ transferido ao particular (peça 219, p. 1-2).

343. Essa contrapartida estatal, prossegue a coordenação da STN, representa a diferença líquida entre as receitas e despesas da atividade, que, se fosse centralizada, constaria do Orçamento pelos seus valores brutos. Já no caso de concessão comum, regida pela Lei 8.987/1995, o valor que ingressa no orçamento público é um resultado líquido da atividade, após o pagamento dos custos e do lucro do particular (peça 219, p. 1-2).

344. Sintetizando, a coordenação da STN afirmou que PPP patrocinada é uma concessão por definição deficitária e requer despesa pública para cobrir a diferença ao passo que a concessão comum é geralmente superavitária e possibilita a reversão de eventuais sobras ao Estado. Entretanto, se este optasse por executar diretamente essa atividade, todo o ingresso e toda a despesa constariam do Orçamento e transitariam pela Conta Única (peça 219, p. 1-2).

345. Nessa linha, prosseguiu a Coordenação-Geral da Receita Pública da STN, o fluxo financeiro dessas atividades não transita completamente pelo Orçamento porque, no caso da delegação, os valores brutos auferidos representam receitas privadas, que se tornam públicas somente após o pagamento da parcela que compete ao poder público, nos termos celebrados no contrato de concessão (peça 219, p. 2).

346. Portanto, concluiu a coordenação, os princípios que regem a elaboração e aprovação do Orçamento Público não se aplicam ao caso em questão pois é o arranjo institucional que determina o tratamento orçamentário e não o contrário (peça 219, p. 2).

347. Finalizando, a Coordenação-Geral da Receita Pública da STN afirma que, a partir do arranjo institucional em vigor por força da Lei 14.182/2021, o fluxo financeiro que ocorrerá a cargo da entidade privada não constará do Orçamento e não prejudicará, por consequência, o atendimento aos princípios orçamentários, ou seja, o trânsito externo ao Orçamento será mera consequência desse modelo, sem transgredir norma ou princípio do direito financeiro (peça 219, p. 2).

348. Sobre o item ‘f’ do Ofício 1-150/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 138), a respeito das dificuldades para a programação, a execução e o controle da política fiscal e os seus impactos macroeconômicos em razão da proliferação de autorizações legislativas para a execução de despesas, como as prescritas no art. 4º da Lei 14.182/2021, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN afirma que as atividades de programar, executar e controlar a política fiscal são pautadas pelas prescrições da legislação vigente (peça 216, p. 2).

349. Especificamente, a coordenação da STN asseverou que as obrigações contratuais prescritas pelo art. 4º da Lei 14.182/2021, todo o detalhamento de valores, fórmulas de cálculo e formas de execução pelos concessionários, bem como os demais aspectos da modelagem econômico-financeira dos contratos de concessão de geração de energia elétrica da Eletrobras, foram configurados e ajustados por meio de tramitação e aprovação legislativa (peça 216, p. 2).

350. Quanto aos seus impactos, a STN avaliou que as chamadas obrigações contratuais, dispostas na Lei 14.182/2021, serão positivas para a política fiscal e para o cenário macroeconômico em decorrência da previsão de ingresso de novas receitas de concessões, estimadas em R\$ 23,2 bilhões, a título de bonificação de outorga pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica em decorrência da desestatização da Eletrobras (peça 216, p. 2).

351. O item 'g' do Ofício 1-150/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 138) tratou de indagar se as obrigações contratuais são comportadas pela regra estabelecida pela Emenda Constitucional 95/2016, que instituiu o teto de gastos do governo federal, incluindo as normas gerais, inclusive de âmbito constitucional, que norteiam as finanças públicas.

352. Sobre esse ponto, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN reafirmou seu entendimento, expresso na resposta ao item 'd', de que se está neste caso a cuidar de despesa de caráter privado.

353. Como a Lei 14.182/2021, prosseguiu a coordenação da STN, estabeleceu todos os detalhes da modelagem econômico-financeira dos contratos de concessão, com a especificação das usinas hidrelétricas abrangidas, lista de compromissos a serem assumidos pelas concessionárias, e que as obrigações contratuais sejam realizadas pelo Grupo Eletrobras, por meio de aportes em contas específicas em instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central, fica prejudicada a análise quanto à aplicação da Emenda Constitucional 95/2016, tendo em vista que essa regra fiscal trata de limite para despesas primárias da União (peça 216, p. 2).

354. Ademais, quanto à avaliação das obrigações contratuais vis-à-vis às normas gerais, inclusive de âmbito constitucional, que norteiam as finanças públicas, a Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN também afirmou que não cabe a ela a avaliação jurídica quanto à constitucionalidade da Lei 14.182/2021 (peça 216, p. 2).

355. Por fim, foram indagadas, por meio do item 'h' do Ofício 1-150/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 138), as similaridades e diferenças, sob a óptica dos eventuais riscos para a gestão orçamentária e fiscal, entre as obrigações contratuais aqui discutidas e a inclusão das contrapartidas contratuais estabelecidas no âmbito do Leilão do 5G (Programa Amazônia Integrada e Sustentável – PAIS e rede privativa), sobre as quais a STN já havia se manifestado, por meio da Nota Técnica SEI 15181/2021/ME e o Ofício SEI 88183/2021/ME.

356. A Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da STN iniciou a resposta rememorando que, no caso da desestatização da Eletrobras, a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica foi fixada e detalhada pela Lei 14.182/2021 e que as formas de cumprimento das obrigações contratuais estão disciplinadas pelos seus arts. 6º, 7º e 8º, que, inclusive, preveem o estabelecimento de comitê gestor a ser instituído em regulamento do Poder Executivo (peça 216, p. 2).

357. Já no caso das obrigações contratuais previstas no âmbito do Leilão do 5G, continua a coordenação da STN, aplica-se a Lei Geral de Telecomunicações (LGT), Lei 9.472/1997, que prevê, no seu art. 135, que:

Art. 135. A Agência poderá, excepcionalmente, em face de relevantes razões de caráter coletivo, condicionar a expedição de autorização à aceitação, pelo interessado, de compromissos de interesse da coletividade.

358. A coordenação da STN argumentou que, no âmbito do TC 000.350/2021-4, no qual o Tribunal apreciou o Leilão 5G, a origem dos questionamentos da unidade técnica sobre a adequação das obrigações do Programa Amazônia Integrada e Sustentável (PAIS) e da rede privativa ao objeto do certame e aos princípios orçamentários estava na suposta ausência de autorização legal para tais obrigações contratuais, especialmente se havia ou não adequação com o disposto no art. 135 da Lei 9.472/1997 acima transcrito (peça 216, p. 2).

359. Entretanto, prosseguiu a coordenação da STN, esse questionamento foi superado com a prolação do Acórdão 2.032/2021-TCU-Plenário, de 25 de agosto de 2021, que não se opôs à inclusão dessas obrigações no edital do 5G (peça 216, p. 3).

360. A coordenação da STN concluiu que, enquanto no caso do leilão de telecomunicações poderia haver dúvidas em relação ao enquadramento das obrigações contratuais na legislação geral do setor, o que foi superado pela prolação do Acórdão 2.032-TCU-Plenário, no caso da desestatização da Eletrobras, as obrigações contratuais estão previstas de forma expressa na Lei 14.182/2021 (peça 216, p. 3).

361. Isso posto, as obrigações contratuais da Eletrobras, estipuladas no art. 4º da Lei 14.182/2021, foram merecedoras de escrutínio nessa análise em razão de que elas são abatidas da bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica.

362. Importa registrar que, no caso da capitalização da Eletrobras, não se aplicam as regras do Decreto 9.271/2018, que regulamenta a outorga de contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, nos termos da Lei 9.074/1995.

363. É que, apesar de o art. 3º, § 3º, do Decreto 9.271/2018, abaixo transcrito, conter a previsão de que o percentual de ágio sobre o valor mínimo para aquisição das ações a serem alienadas para fins de transferência de controle acionário seja aplicado sobre o valor mínimo de outorga de concessão, não haverá leilão de privatização no caso da capitalização da Eletrobras, condição para a aplicação da norma nos termos dos seus arts. 1º e 3º, abaixo transcritos:

#### **Decreto 9.271/2018**

Art. 1º A União poderá outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até trinta anos, contado da data de sua celebração, à empresa resultante do processo licitatório de privatização de concessionária de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município, nos termos estabelecidos nos art. 26, art. 27, art. 28 e art. 30, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

(...)

Art. 3º A minuta de contrato de concessão de geração de energia elétrica deverá ser aprovada pela Aneel e integrará o edital do leilão de privatização da pessoa jurídica de que trata o *caput* do art. 1º.

(...)

§ 3º O percentual de ágio sobre o valor mínimo para aquisição das ações a serem alienadas para fins de transferência de controle societário da empresa objeto da privatização, obtido no Leilão de privatização, deverá ser aplicado sobre o valor mínimo de outorga de concessão de que trata o § 3º do art. 2º para a apuração do valor de outorga. (sublinhou-se)

364. Considerando que o processo de capitalização não ocorrerá por meio de processo licitatório de privatização e que, assim, não se aplica a possibilidade de obtenção de valores adicionais de outorga, o bônus a ser estabelecido pelo CNPE, nos termos do art. 5º da Lei 14.182/2021, será todo o montante a ser obtido pela União pela outorga dos novos contratos de concessão de energia elétrica das usinas referidas no art. 2º dessa lei.

365. A segunda motivação para a requisição endereçada ao MME e à STN refere-se ao questionamento sobre a propriedade de dispositivo legal impor abatimentos ao bônus de outorga a ser auferido dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica tratados nesses autos, tendo em vista que, em tese, poderiam constituir ofensas a princípios orçamentários e de direito financeiro, prescritos em lei e na Constituição Federal.

366. Em relação à natureza das chamadas obrigações contratuais, a STN manifestou o entendimento de que as despesas expressas no art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021 têm natureza privada porque é imputada à empresa, que terá característica privada após a sua privatização. Da mesma forma, a secretaria afirmou serem da mesma natureza, privada, as obrigações de pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de que trata o inciso I do próprio art. 4º dessa lei.



367. A caracterização do ME sobre a natureza dessas obrigações baseia-se na definição jurídica da entidade encarregada de sua prestação, e não em discussão sobre a característica intrínseca dos gastos a serem executados nem tampouco sobre o abatimento dessas obrigações do montante a ser pago a título de bônus de outorga.

368. Esse entendimento da STN é compartilhado e corroborado por suas Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais e Coordenação-Geral da Receita Pública como ficará assente nas análises dos próximos questionamentos.

369. Quanto à relação entre as obrigações contratuais com a concessão do serviço de geração de energia elétrica por meio das usinas especificadas no art. 2º da Lei 14.182/2021, a STN afirmou que as obrigações estão relacionadas a projetos nas áreas de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas concedidas, nos termos dos arts. 6º, 7º e 8º dessa lei, sem, entretanto, afirmar peremptoriamente sobre a relação das obrigações com as concessões propriamente ditas.

370. O MME, por seu turno, também se limitou a transcrever trechos dos contratos de concessão de geração de energia elétrica a serem assinados, provavelmente, para demonstrar a relação destes com as obrigações chamadas contratuais. Da mesma forma como a STN, a pasta ministerial também não firmou entendimento sobre a relação das obrigações com a concessão do serviço de energia elétrica.

371. Em outras palavras, os órgãos, implicitamente e valendo-se de tautologia, responderam que há relação das obrigações com as concessões por haver previsão dessas nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 e nas minutas dos contratos sem, novamente, adentrarem no mérito dessas despesas.

372. Em relação à possível classificação do valor adicionado pelos contratos de concessão como receitas de capital, item 'c' do ofício de requisição de informações, a STN explicitou que o valor adicionado por si só não constitui receita pelo fato de não haver previsão de entrada no caixa da União, ou seja, como a Lei 14.182/2021 não definiu esse valor como receita da União, não se deve considerar essa hipótese.

373. A STN ainda, por meio da Coordenação-Geral da Receita Pública, afirmou que, na verdade, as concessões são apenas deslocamentos da prestação do serviço público ao setor privado. Considerando que se esses serviços públicos fossem prestados diretamente pelo Estado suas receitas seriam classificadas como correntes, da mesma forma deve-se proceder quanto às receitas de concessões. Nesse sentido, afirmou que é a prática consolidada no orçamento público de classificar essas receitas como correntes.

374. Com relação à inobservância de princípios orçamentários, a STN expressou seu entendimento que, aliás, permeia o raciocínio subjacente de todas as respostas aos questionamentos feitos tanto à Secretaria quanto ao MME, de que é o arranjo institucional que determina o tratamento orçamentário, e não o contrário.

375. Nessa linha de raciocínio, a STN conclui que, a partir do arranjo institucional em vigor, dado pela Lei 14.182/2021, o fluxo financeiro ocorre na esfera privada e não deve, assim, constar do Orçamento. Não constando do Orçamento, não haveria prejuízo nem transgressões a princípios ou normas orçamentárias ou de direito financeiro.

376. Sobre as dificuldades para programar, executar e controlar a política fiscal e os impactos macroeconômicos causados pela proliferação de autorizações legislativas para a execução das despesas, como as prescritas no art. 4º da Lei 14.182/2021, item 'f' do ofício de requisição, a STN valeu-se novamente do argumento do arranjo institucional e do benefício que o recolhimento do bônus de outorga causará ao Erário.

377. Por fim, importa destacar que a argumentação da STN explicita que qualquer discussão sobre as obrigações contratuais, no contexto orçamentário, esbarra no teor do Acórdão 2.032/2021-TCU-Plenário.

378. É que, no voto condutor do referido acórdão, o E. relator, Ministro Raimundo Carreiro, deixou de acolher a proposta da SeinfraCOM de considerar ilegal a inclusão no edital de licitação do 5G do compromisso de rede privativa para a administração pública federal sob o argumento de que a

escolha do formulador de política pública poderia ser prestigiada ante a zona de incerteza da interpretação do art. 135 da Lei Geral de Telecomunicações.

379. O raciocínio subjacente à posição da SeinfraCOM era a de que as obras de construção (implantação) da rede do PAIS e da rede privativa de comunicação não teriam relação com o objeto da licitação, nem com a prestação dos serviços de telefonia móvel ou qualquer outro serviço de telecomunicações prestado aos usuários em geral pelas empresas do setor.

380. Nesse diapasão, a SeinfraCOM concluiu que a inclusão da rede privativa de comunicação em telefonia 5G e internet fixa da Administração Pública Federal violaria os arts. 2º, incisos I e III, 135, *caput* e parágrafo único, e 136, § 3º, da LGT.

381. No entendimento do E. relator, entretanto, a discussão deveria se limitar à averiguação da adequação da inclusão da rede privativa como compromisso do edital de licitação do 5G com o disposto no art. 135 da LGT.

382. Especificamente, três condições foram extraídas do art. 135 da LGT para embasar o encaminhamento do E. relator.

383. Em primeiro lugar, a condição de excepcionalidade, conferida pelo dispositivo legal, autorizaria a inclusão da rede privada como compromisso de interesse da coletividade pela própria característica não ordinária ou não corriqueira do empreendimento.

384. Em segundo lugar, a condição de relevância das razões de caráter coletivo do empreendimento foi explicitada em diversos pronunciamentos pelo MPTCU, Ministério das Comunicações e pela própria SeinfraCOM.

385. Ademais, o E. relator argumentou que a condição de interesse da coletividade também estaria atendida, apesar de mais suscetível a múltiplas interpretações, porque a expressão se enquadra no conceito jurídico de conteúdo indeterminado, ou seja, fluido, cuja determinação se dá em cada caso concreto, consideradas as suas circunstâncias, mas advertiu que o conceito de conteúdo indeterminado não comportaria a inclusão de compromissos de qualquer atividade relacionada com a prestação de serviços públicos, mas que deveria observar o conceito de pertinência temática para identificar o limite da norma.

386. Por fim, o E. relator, Ministro Raimundo Carreiro, concluiu que o caso da rede privativa se enquadraria na expressão ‘interesse da coletividade’, que, por ser um conceito jurídico indeterminado, comportaria zona de incerteza relativamente às suas hipóteses de enquadramento na LGT e seria aceitável.

387. Entretanto, as obrigações contratuais constantes do art. 4º da Lei 14.182/2021, ao contrário da discussão realizada no âmbito do leilão do 5G, representam um conjunto de despesas cujas especificidades são detalhadas na norma.

388. Em relação ao voto revisor do E. Ministro Aroldo Cedraz no bojo do Acórdão 2.032/2021-TCU-Plenário, o cerne da sua divergência com o posicionamento expresso pelo E. relator, Ministro Raimundo Carreiro, consistiu na interpretação sobre o atendimento dos projetos constantes da minuta do edital de leilão do 5G aos requisitos da LGT, com a regulamentação dada pelo Decreto 9.612/2018.

389. Cabe, então, pontuar as diferenças entre os compromissos assumidos no âmbito do leilão do 5G e as chamadas obrigações contratuais previstas na Lei 14.182/2021.

390. Nos termos dos conteúdos das manifestações trazidas aos autos pela SeinfraCOM, pelo MPTCU, pelo Ministério das Comunicações, pelo E. relator, Ministro Raimundo Carreiro, e pelo E. revisor, Ministro Aroldo Cedraz, observa-se como denominador comum a todas elas a necessidade do exercício de interpretação dos objetos dos projetos incluídos como compromissos na minuta do leilão do 5G para averiguar as suas adequações aos ditames da LGT e seu regulamento, o Decreto 9.612/2018.

391. A interpretação, nesse caso, é imperiosa para a formulação do juízo de valor sobre o enquadramento dos projetos.

392. No caso das obrigações contratuais que serão exigidas da Eletrobras, a Lei 14.182/2021 condiciona a desestatização da estatal ao desenvolvimento desses projetos, em seu art. 3º, inciso V, condiciona as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica ao abatimento das parcelas das despesas com esses projetos do bônus de outorga, em seu art. 4º, inciso II, e especifica os montantes, a forma dos seus aportes e as entidades incumbidas da gestão dos recursos, em seus arts. 6º, 7º e 8º.

393. Mais importante ainda para caracterizar diferenças entre os compromissos assumidos no âmbito do leilão do 5G e as chamadas obrigações contratuais, os arts. 3º, inciso V, alíneas 'a', 'b' e 'c', 4º, inciso II, alíneas 'a', 'b', 'c' e 'd', 6º, § 1º, 7º, § 1º, e 8º, § 1º, da Lei 14.182/2021 definem precisamente os objetos dos projetos.

394. Portanto, não cabe nem é necessária interpretação, no caso das obrigações contratuais da Eletrobras, para formulação de juízo de valor sobre a adequação dos projetos à Lei 14.182/2021 porque eles são parte integrante da própria norma.

395. Parte dos questionamentos endereçados à STN e ao MME sobre esse tema referiu-se à pertinência temática dos objetos dos projetos à concessão de geração de energia elétrica.

396. As respostas obtidas da STN e do MME concentraram-se, como visto acima, no arranjo institucionalizado pela 14/182/2021 como base para o entendimento de adequação dos projetos.

397. Analisando os artigos da Lei 14.182/2021, acima citados e transcritos ao longo da instrução, é árduo infirmar a pertinência temática dos projetos das chamadas obrigações contratuais cujos objetos relacionam-se com revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, art. 6º, redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal, art. 7º, e revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, art. 8º.

398. Entretanto, apesar da pertinência temática dos projetos das chamadas obrigações contratuais com o setor elétrico, não é possível identificar claramente os benefícios que os usuários e consumidores de energia elétrica poderiam deles usufruir. Assim, a pertinência temática desses projetos não é suficiente para configurá-los como políticas setoriais de energia elétrica.

399. Em relação aos eventuais descumprimentos de regras orçamentárias, não se pode peremptoriamente afirmar que tenham ocorrido, tendo em vista que a Lei 14.182/2021 especificou detalhadamente o objeto e a forma de aplicação das chamadas obrigações contratuais e atribuiu esse encargo a entidade privada.

400. Assim, considerando as diferenças entre os compromissos incluídos nas minutas de leilão do 5G e as obrigações contratuais constantes, o arranjo institucional detalhado pela Lei 14.182/2021 e o encaminhamento adotado pelo Tribunal, por meio do Acórdão 2.032/2021-TCU-Plenário, em que foram debatidos eventuais descumprimentos de regras orçamentárias, não serão propostos encaminhamentos em relação à infringência de princípios orçamentários ou normas de direito financeiro.

401. É importante ressaltar, contudo, que, a despeito de as obrigações serem financiadas com pagamentos a serem efetuados pela Eletrobras, a forma de aplicação desses recursos será estabelecida por comitê gestor, presidido por representantes indicados pelo Ministério do Desenvolvimento Regional, nos casos do programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba e da revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, e pelo Ministério de Minas e Energia, no caso do programa de redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e de navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins.

402. Havendo sucesso no processo de capitalização da Eletrobras, os comitês gestores desses programas deverão ser constituídos ao longo do ano de 2022 e os aportes de recursos deverão ocorrer a partir de 2023, conforme previsto na planilha de modelagem do valor adicionado dos novos contratos de concessão de energia elétrica das usinas prescritas no art. 2º da Lei 14.182/2021.

403. O texto legal também prevê, em seu art. 24, que os comitês gestores desses programas enviem, semestralmente, ao Tribunal e à Controladoria-Geral da União, relatórios de prestação de contas com informações sobre a destinação dos valores, sobre os critérios utilizados para seleção de projetos e sobre os resultados das ações desses programas.

404. Observa-se que, de fato, a Lei 14.182/2021 delimita e especifica a origem e a destinação das despesas a serem efetuadas pela Eletrobras. Ademais, a lei estabelece rudimentos sobre o processo de governança desses programas com a previsão de criação de comitês gestores, que serão instituídos por meio de regulamento do Poder Executivo, e o envio de prestação de contas aos órgãos de controle externo e interno.

405. Assim, não se pode infirmar a argumentação apresentada pela STN e pelo MME de que o arranjo institucional das chamadas obrigações contratuais tenha sido estabelecido, especificado e delimitado no âmbito de processo legislativo.

406. Embora possa ser questionada a relação direta dessas despesas com o serviço de geração de energia elétrica das usinas, não se pode afastar a pertinência temática dos programas previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 tais como a revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, a redução estrutural de custos de energia na Amazônia Legal e a revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas frente aos potenciais benefícios que possam ocasionar ao setor elétrico.

407. Contudo, remanesce a previsão legal de projetos a serem aplicados na navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, que não guardam relação com a temática do setor elétrico.

408. Outrossim, tendo em vista que a Lei 14.182/2021 determina que os pagamentos para cumprimento das chamadas obrigações contratuais sejam depositados em conta específica em instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil, em conjunto com as demais prescrições legais acima discutidas, torna-se aceitável a argumentação da STN de que o arranjo institucional legal inviabiliza o trânsito desses recursos no Orçamento Geral da União e que se possa peremptoriamente aventar o descumprimento de preceitos e princípios orçamentários e de direito financeiro.

409. O arranjo institucional acima descrito, em que pese ter sido fruto de processo legislativo, requer que as instâncias de governança do processo de gestão dos recursos, nomeadamente os comitês gestores dos respectivos programas, funcionem efetivamente e que o processo de prestação de contas aos órgãos de controle sejam instrumentos de demonstração das ações executadas e de *accountability* dos gestores.

410. Um dos questionamentos endereçados ao Ministério da Economia e ao Ministério de Minas e Energia referiu-se aos riscos potenciais de proliferação dessa prática legislativa de retirar da esfera do Orçamento Público despesas que poderiam ou deveriam ser executadas pelo Estado e transferir a responsabilidade do aporte desses recursos para a esfera privada via depósitos em contas correntes que, na sequência, seriam geridos por prepostos nomeados pelo próprio Estado.

411. É que parte importante da motivação para o estabelecimento de mecanismos de controles fiscais como a Conta Única baseava-se nas dificuldades encontradas pelo Estado para a adequada gestão dos recursos públicos, como a inexistência de mecanismos eficientes para evitar o desvio de recursos públicos e atribuição de responsabilidade aos maus gestores e a necessidade de conferir segurança e agilidade ao processo decisório por meio de sistema que provesse informações gerenciais, confiáveis e precisas para todos os níveis da Administração. Essas considerações constam do sítio da STN (<https://www.gov.br/tesouronacional/pt-br/siafi/conheca/historia>).

412. No contexto de gestão, em que os recursos serão transferidos a contas correntes em instituições financeiras, haverá perda de provimento de informações gerenciais sistematizadas, no âmbito do SIAFI, acompanhada de flexibilização dos controles associados conducentes à adequada e regular aplicação desses recursos.

413. Assim, mecanismos de governança eficazes devem permear a normatização do funcionamento dos comitês gestores encarregados da administração desses programas.

414. Outra importante constatação é a de que a iniciativa do arranjo institucional tão repisado na argumentação apresentada pela STN partiu do próprio Governo Federal mediante a edição da Medida Provisória 1.031/2021, a qual já previa que as despesas não tramitassem pelo Orçamento Geral da União, o que contribuiu para o enfraquecimento dos controles acima descritos.

415. Assim, com o intuito de assegurar instrumentos que mitiguem os riscos derivados do enfraquecimento dos controles sobre recursos que não são geridos sob o rigor dos sistemas informatizados de gestão da administração pública, é oportuno que a União empregue os princípios, as diretrizes e os mecanismos de governança da administração pública federal direta, autárquica e fundacional, prescritos no Decreto 9.203, de 22 de novembro de 2017.

416. Mais especificamente, mecanismos como os preconizados no art. 6º, parágrafo único, do Decreto 9.203/2017 induzirão os comitês gestores dos programas a alcançarem seus objetivos por meio do acompanhamento de resultados, aprimoramento do seu desempenho e promoção de processo decisório fundamentado em evidências:

#### **Decreto 9.203/2017**

Art. 6º Caberá à alta administração dos órgãos e das entidades, observados as normas e os procedimentos específicos aplicáveis, implementar e manter mecanismos, instâncias e práticas de governança em consonância com os princípios e as diretrizes estabelecidos neste Decreto.

Parágrafo único. Os mecanismos, as instâncias e as práticas de governança de que trata o *caput* incluirão, no mínimo:

- I - formas de acompanhamento de resultados;
- II - soluções para melhoria do desempenho das organizações; e
- III - instrumentos de promoção do processo decisório fundamentado em evidências.

417. A institucionalização de processo decisório fundamentado em evidências é particularmente importante para os órgãos de controle porque permite que o processo decisório dos responsáveis pelas tomadas de decisão sobre as alocações de recursos dos programas seja avaliado objetivamente e auditado com base em documentação.

418. O estabelecimento dessas práticas de governança é atribuído à alta administração dos órgãos e entidades, conforme explicitado no art. 6º do Decreto 9.203/2017. Assim, no caso das obrigações contratuais instituídas pelos art. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021, essas atribuições recaem sobre o Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Desenvolvimento Regional.

419. Adicionalmente, os art. 7º-A e 9º-A do Decreto 9.203/2021 instituíram o Comitê Interministerial de Governança (CIG) e definiram suas competências:

#### **Decreto 9.203/2017**

Art. 7º-A. O Comitê Interministerial de Governança - CIG tem por finalidade assessorar o Presidente da República na condução da política de governança da administração pública federal.

(...)

Art. 9º-A. Ao CIG compete:

- I - propor medidas, mecanismos e práticas organizacionais para o atendimento aos princípios e às diretrizes de governança pública estabelecidos neste Decreto;
- II - aprovar manuais e guias com medidas, mecanismos e práticas organizacionais que contribuam para a implementação dos princípios e das diretrizes de governança pública estabelecidos neste Decreto;



III - aprovar recomendações aos colegiados temáticos para garantir a coerência e a coordenação dos programas e das políticas de governança específicos;

IV - incentivar e monitorar a aplicação das melhores práticas de governança no âmbito da administração pública federal direta, autárquica e fundacional; e

V - editar as resoluções necessárias ao exercício de suas competências.

420. Portanto, observa-se que o processo de trabalho para estabelecimento de instrumentos de governança para o bom funcionamento dos comitês gestores dos recursos oriundos das obrigações contratuais deverá contar com a participação adicional do CIG.

421. Assim, será proposta recomendação ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério do Desenvolvimento Regional e ao Comitê Interministerial de Governança para que instituem instrumentos de governança para o funcionamento dos comitês gestores previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 a fim de assegurar, no mínimo, formas de acompanhamento de resultados, soluções para melhoria do desempenho das organizações e instrumentos de promoção de processo decisório fundamentado em evidências, nos termos do Decreto 9.203/2017.

422. Adicionalmente, considerando que a proliferação de obrigações contratuais sem vínculos diretos com políticas setoriais ao largo do trânsito pelo Orçamento Geral da União enfraquece os controles conducentes à boa e regular aplicação dos recursos e à integridade na gestão desses ativos, conforme explicitado no sítio da STN anteriormente citado, e que a iniciativa para o desenho do arranjo institucional discutido nos autos foi do Poder Executivo por meio da edição da Medida Provisória 1.031/2021, cabe propor recomendação para evitar a disseminação dessa prática.

423. Tendo em vista que o art. 3º da Lei 13.344/2019 estabelece que à Casa Civil da Presidência compete assistir diretamente o Presidente da República no desempenho de suas atribuições na análise do mérito, da oportunidade e da compatibilidade das propostas, inclusive das matérias em tramitação no Congresso Nacional, com as diretrizes governamentais, e na coordenação e acompanhamento das atividades dos Ministérios e da formulação de projetos e políticas públicas, será proposta recomendação para que a Casa Civil da Presidência da República evite o encaminhamento de proposições legislativas que promovam e permitam a execução de políticas públicas que não transitem pelo Orçamento Geral da União.

## CONCLUSÃO

424. O presente processo foi constituído para acompanhamento da desestatização da Eletrobras, sendo que a análise empreendida nesta instrução foi para a avaliação do cálculo do valor adicionado (VAC) com os novos contratos de geração de energia elétrica a que alude a Lei 14.182/2021, em seu art. 3º, inciso II, e a consequente definição do valor do bônus de outorga.

425. De acordo com a Resolução-CNPE 15/2021, o montante inicial relativo ao VAC seria de R\$ 62.479.656.370,10, dos quais serão deduzidos o valor de R\$ 2.906.498.547,37, correspondente ao reembolso pelas despesas comprovadas com aquisição de combustível (dedução da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC) incorridas até 30/6/2017 pelas concessionárias que foram controladas pela Eletrobras e que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei 12.111/2009. Como resultado, o montante final associado ao VAC seria de R\$ 59.573.157.823,1.

426. O art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021 ainda estabelece que 50% do montante final correspondente ao VAC (R\$ 29.786.578.911,55) será pago diretamente pela Eletrobras à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de forma a neutralizar os impactos de curto a longo prazo com a alteração do regime de exploração das usinas da Eletrobras. A parcela restante será paga pela Eletrobras à União como bonificação pela outorga, da qual foram deduzidas as despesas previstas no art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021, resultando no valor do bônus de outorga de R\$ 23.218.488.754,73.

427. A análise do valor adicionado partiu da avaliação empreendida na peça 92 destes autos, que tratou da definição das variáveis de controle que seriam objeto de análise nessa primeira fase do processo de privatização da Eletrobras, cujas conclusões foram ratificadas pelo Ministro-Relator na

peça 97, considerando-se de alta prioridade as premissas adotadas pelo CNPE para fundamentar o referido cálculo, incluindo os seguintes aspectos do objeto fiscalizado:

- a) o recálculo das garantias físicas no contexto da capitalização;
- b) a fundamentação para a fixação dos valores a serem pagos à CDE;
- c) a consistência jurídica e operacionalização da solução proposta em relação às despesas previstas no art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021; e
- d) os impactos tarifários da descotização, que é a condição estabelecida pelo art. 4º, inciso III, da Lei 14.182/2021, com o objetivo de alterar o regime de exploração das usinas compreendidas nos incisos I a III do art. 2º da Lei 14.182/2021.

428. Constatou-se, inicialmente, no âmbito da análise formal da documentação apresentada pelo Poder Concedente, a existência de lacunas de informações, as quais não foram devidamente classificadas com base nas exigências da IN-TCU 81/2018. Entretanto, como tais fatos não prejudicaram a análise da equipe de fiscalização e, à luz de um formalismo moderado, entendeu-se suficiente propor ciência ao MME a respeito das falhas formais identificadas.

429. No que diz respeito às premissas adotadas na modelagem econômico-financeira para cálculo do VAC, verificou-se inicialmente que, a despeito de potenciais benefícios vislumbrados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na repotenciação de usinas antigas do parque hidrelétrico brasileiro e diversamente do verificado em desestatizações anteriores, não foi prevista a realização de novos estudos para definição do aproveitamento ótimo desses ativos. Desse modo, foi proposta recomendação ao MME, para que avalie a oportunidade e conveniência em estabelecer cláusula contratual no instrumento de outorga para a elaboração dos referidos estudos, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

430. Com relação à garantia física associada às usinas hidrelétricas na nova outorga, verificou-se que o recálculo realizado pela EPE não considerou a atualização de premissas importantes, por indisponibilidade de dados atualizados relacionados a tais variáveis, em especial de dados que devem ser fornecidos pela Agência Nacional de Águas (ANA). Disso decorre o risco de que a garantia física desses empreendimentos possa estar superdimensionada, o que significa que eles podem não ter a capacidade de geração de energia que lhes foi atribuída. Ressalta-se que as revisões de garantia física posteriores serão limitadas pelo Decreto 2.655/1998, dando ensejo a que, no futuro, esses empreendimentos continuem com suas capacidades de geração de energia superestimadas, o que afeta todo o planejamento da operação e segurança energética do País.

431. A despeito dos riscos mencionados, o processo de recálculo de garantias físicas envolve atividades que fogem ao escopo do presente trabalho e que poderiam demandar um prazo incompatível com o cronograma de privatização da Eletrobras, motivo pelo qual se entendeu pela inviabilidade de providências relacionadas ao assunto.

432. Outra variável associada à modelagem econômico-financeira refere-se ao preço da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a respeito da qual se registrou primeiramente a existência de risco relacionado à volatilidade e à dependência de declarações de agentes do setor no referencial de preço de curto prazo adotado pelo MME (advindo da plataforma Dcide), ensejando recomendações ao Ministério a respeito do tema.

433. Também se verificou risco de não estar sendo considerada, na estimativa de valor da energia de longo prazo, previsão da componente de valor do lastro de capacidade de energia, com impactos na avaliação do VAC, o que motivou proposta de recomendação para atendimento do MME em futuros processos de precificação de novos contratos de concessão de usinas hidrelétricas.

434. A última constatação relacionada ao preço da energia adotado na modelagem econômico-financeira se refere à inconsistência no referencial de preço da energia de longo prazo, uma vez que, de acordo com as premissas eleitas pelo próprio MME, busca-se no presente caso o parâmetro de preço que melhor represente o valor dessa energia para os anos de 2028 a 2051, com base no Custo Marginal de Expansão (CME) do sistema. A despeito da existência de um valor associado ao

CME do ano de 2033, o mais distante disponível dentre os calculados pela EPE, o parâmetro adotado sofreu influência de anos mais recentes do CME, reduzindo significativamente o preço de longo prazo e, por conseguinte, a avaliação do VAC.

435. Nesse escopo, foi proposta determinação ao MME para que reavalie o preço de energia de longo prazo utilizado, adotando como premissa mínima o valor da projeção mais distante publicado pela EPE, com as devidas correções no VAC e nos valores que dele derivam.

436. Cabe ainda relatar que, durante a análise da planilha do VAC, foram identificados erros nas fórmulas de algumas células, por não seguirem as premissas adotadas pelo MME. Essas inconsistências foram informadas ao MME, que, após avaliação interna, confirmou que eram, de fato, erros de elaboração da planilha.

437. Além das correções dos erros, o MME informou que incorporou no modelo a extensão de prazo relacionada à repactuação do risco hidrológico das outorgas (Lei 14.052/2020) das UHEs Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Itumbiara.

438. Considerando que o Ministério, por meio do Ofício 424/2021/SE-MME, se comprometeu formalmente a ajustar os valores envolvidos, deixa-se de propor a determinação, em consonância com o art. 16, parágrafo único, inciso I, da Resolução-TCU 315/2020.

439. Em outra seara, identificou-se que a reforma tributária atualmente em discussão no Congresso Nacional, consubstanciada nos Projetos de Lei 2.337/2021 e 3.887/2020, pode implicar benefícios financeiros futuros à Eletrobras oriundos, especialmente, das reduções de alíquotas do IRPJ e da CSLL, o que implicaria acréscimo ao VAC e possível valorização das ações da Companhia.

440. Foi, portanto, proposta recomendação no sentido de que, no caso de aprovação da reforma tributária antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, os benefícios tributários decorrentes da nova legislação sejam incorporados ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021.

441. Também se entendeu pertinente propor que o MME avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção dos Projetos de Lei 2.337/2021 e 3.887/2020 aos seus valores adicionados.

442. Quanto ao impacto tarifário decorrente da privatização, este trabalho se ateve a avaliar o impacto decorrente da alteração do regime de exploração das usinas da Eletrobras, do regime de cotas de garantia física para o regime de Produtor Independente de Energia (PIE). Não foram analisados, neste trabalho, os demais impactos decorrentes da aprovação da Lei 14.182/2021, tais como as estabelecidas no art. 1º, § 1º, do referido diploma legal (obrigação de contratação de térmicas a gás natural, de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfra).

443. O impacto tarifário resultante da descotização tende a ser neutro, haja vista: i) a pouca representatividade da energia oriunda de usinas cotistas da Eletrobras no portfólio das distribuidoras (cerca de 15%); ii) os aportes à CDE tendem a compensar a recompra da energia descotizada; e iii) com a alteração do regime de exploração, o risco hidrológico passa a ser do gerador.

444. Conclui-se, portanto, que são razoáveis as premissas adotadas pela Aneel e pelo MME no tocante à estimativa dos impactos tarifários decorrentes da descotização das usinas da Eletrobras.

445. Ressalta-se que o cronograma de aportes à CDE foi estabelecido com o objetivo de neutralizar os impactos de curto a longo prazo com a alteração do regime de exploração. A exceção foi o adiantamento de R\$ 5 bilhões solicitado pela Aneel, cujo objetivo é minimizar os impactos tarifários decorrentes de outras causas (pandemia do Covid-19, crise hídrica, câmbio e IGP-M elevado).

446. Por fim, a utilização de recursos resultantes da nova outorga em políticas públicas, sob a forma de contrapartidas contratuais, sem trânsito no Orçamento Geral da União também foi objeto análise.

447. Essa questão ganhou relevo a partir das discussões ocorridas no âmbito da apreciação pelo Plenário do Tribunal do processo de acompanhamento do leilão do 5G por meio do Acórdão 2.032/2021-TCU-Plenário.

448. Diferentemente do constatado naquele feito, as obrigações contratuais a serem abatidas do bônus de outorga dos novos contratos de concessão são especificamente discriminadas na Lei 14.182/2021, o que afasta qualquer necessidade de interpretação quanto ao enquadramento legal dessas obrigações. Assim, ficou afastada a caracterização de ilegalidade das despesas a elas associadas.

449. Entretanto, vislumbraram-se riscos na execução de montantes da ordem de mais de R\$ 800 milhões anuais, por um período de dez anos, sem a aplicação dos controles gerenciais e financeiros embutidos nas regras orçamentárias e de execução financeira, típicas da Administração Pública Federal, e, ainda, nos sistemas de informação federais como o Siafi, entre outros.

450. Portanto, será proposta recomendação para que o Ministério de Minas e Energia, o Ministério do Desenvolvimento Regional e o Comitê Interministerial de Governança implementem instrumentos de governança nas regras de funcionamento dos comitês gestores dos recursos a fim de que os princípios e as diretrizes do Decreto 9.203/2017 sejam atendidas.

451. Apesar do reconhecimento de que as obrigações contratuais se fundamentam em arranjo institucional derivado de processo legislativo, não se pode olvidar que, no presente caso, a iniciativa de execução de despesas assemelhadas a políticas públicas ao largo do Orçamento Geral da União partiu do próprio Governo Federal, pois constava do texto original da Medida Provisória 1.031/2021.

452. Nesses termos e considerando os riscos associados à proliferação dessa prática, conforme discutido ao longo da instrução, será proposta recomendação à Casa Civil da Presidência da República para que evite o encaminhamento de proposições legislativas que promovam e permitam a execução de políticas públicas que não transitem pelo Orçamento Geral da União.

453. Na próxima fase do processo de desestatização da Eletrobras, serão avaliados o modelo de privatização da Eletrobras, via aumento de capital, e a reestruturação societária da empresa, por meio de alterações do seu estatuto social, com vistas a induzir o modelo de controle pulverizado.

454. Também será escrutinizada, na próxima fase do processo, a avaliação econômico-financeira que será elaborada pelos consultores contratados para a definição do preço mínimo, nos termos da Lei 9.491/1997, das ações que serão ofertadas ao público para a capitalização da Eletrobras.

### **PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO**

455. Ante todo o exposto, e tendo em vista a previsão de controle concomitante deste Tribunal de Contas da União em processos de desestatização no âmbito do art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU e da Instrução Normativa TCU 81/2018, submetem-se os autos à consideração superior com a seguinte proposta de encaminhamento:

a) determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) que reavalie o preço de energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do VAC dos novos contratos da Eletrobras, adotando como premissa, no mínimo, o valor de R\$ 172,14/MWh, referente ao CME-Energia de projeção mais distante publicado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0;

b) recomendar ao MME que:

b.1) avalie – à luz das conclusões anteriormente expostas pela EPE na Nota Técnica de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas, Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada (contendo os benefícios potenciais com a modernização do parque hidrelétrico brasileiro), das incertezas associadas à aprovação ou não do projeto de modernização do setor elétrico e do eventual interesse da Eletrobras na realização desses estudos – a oportunidade e a conveniência de se incluir no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras cláusula que estabeleça a realização de estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos

ótimos, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário;

b.2) futuramente, ao conduzir a celebração de novos contratos de concessão de usinas hidrelétricas, avalie outros referenciais de preços para a venda de energia no ambiente de contratação livre que não sejam voláteis e dependentes das declarações de agentes do setor;

b.3) mantenha a referência para o preço da energia de curto prazo no valor inicialmente adotado, de R\$ 233,00/MWh;

b.4) adote, na estimativa de valor da energia de longo prazo, previsão da componente de valor do lastro de capacidade de energia;

b.5) caso os Projetos de Lei 2.337/2021 e/ou 3.887/2020 sejam sancionados antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, os benefícios tributários decorrentes da nova legislação sejam incorporados ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021;

b.6) avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção da reforma tributária aos seus valores adicionados;

c) recomendar ao MME, ao Ministério de Desenvolvimento Regional (MDR) e ao Comitê Interministerial de Governança, que instituem instrumentos de governança para o funcionamento dos comitês gestores previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 a fim de assegurar, no mínimo, formas de acompanhamento de resultados, soluções para melhoria do desempenho das organizações e instrumentos de promoção de processo decisório fundamentado em evidências, nos termos do Decreto 9.203/2017;

d) recomendar à Casa Civil da Presidência da República que evite o encaminhamento de proposições legislativas que promovam e permitam a execução de políticas públicas que não transitem pelo Orçamento Geral da União; e

e) deixar de determinar ao Ministério de Minas e Energia, com fundamento no inciso I do parágrafo único do art. 16 da Resolução-TCU 315/2020, a proposta para que corrija os erros apontados no tópico VII já que o Ministério se comprometeu formalmente a ajustar os valores envolvidos por meio do Ofício 424/2021/SE-MME (peça 197);

f) dar ciência ao MME quanto à necessidade de classificação das informações encaminhadas em atendimento aos processos de desestatização previstos na IN-TCU 81/2018 pelo tipo de informação exigida nos arts. 3º, 4º e 5º, conforme o caso, fazendo constar justificativa quanto ao não atendimento de algum dos dispositivos mencionados.”

2. Esta proposta de encaminhamento contou com a anuência do corpo diretivo da SeinfraElétrica (peças 235 e 236).

3. Encontrando-se os autos em meu Gabinete, o Ministério Público que atua perante este Tribunal de Contas da União (MPTCU), representado neste TC 008.845/2018-2 pelo Procurador Rodrigo Medeiros de Lima, requereu, com respaldo no art. 6º, inciso XV, da Lei Complementar 75, de 20/5/1993, nos arts. 81, inciso II, e 84 da Lei 8.443/1992, e no art. 9º, *caput* e § 1º, da Portaria MP/TCU nº 2, de 31/8/2020, a oportunidade de officiar nos autos (peça 238), o que foi, de pronto, deferido por este relator, consoante despacho autuado como peça 243.

4. O parecer do douto Procurador consta da peça 249 do processo e segue colacionado abaixo, *in verbis*:

“Em análise, o processo de desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, sociedade de economia mista constituída pela Lei 3.890-A, de 25 de abril de 1961, tendo ‘por objeto a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades’ (art. 2º, *caput*, da Lei 3.890-A/1961).



2. Originalmente, o art. 1º do Decreto 1.503/1995 inseriu a Eletrobras no Programa Nacional de Desestatização (PND) inaugurado pela Lei 8.031/1990 e atualmente tratado pela Lei 9.491/1997. Em um segundo momento, foi promulgada a Lei 10.848/2004, que em seu art. 31, § 1º, expressamente retirou aquela estatal do rol de entidades a serem privatizadas. Mais recentemente, a Medida Provisória 814/2017 buscou levantar o referido óbice legislativo, ensejando nova inclusão via Decreto 9.351/2018. Todavia, a medida provisória teve sua vigência encerrada nos termos do art. 62, § 3º, da Constituição da República e o Decreto 9.351/2018 foi posteriormente revogado pelo Decreto 10.670/2021.

3. No momento atual, observa-se que a Medida Provisória 1.031/2021, convertida na Lei 14.182/2021, suprimiu o aludido art. 31, § 1º, da Lei 10.848/2004, viabilizando a inclusão da Eletrobras no PND pelo Decreto 10.670/2021.

4. Nesse passo, a desestatização em tela rege-se pelas Leis 9.491/1997 e 14.182/2021, conforme dispõe o art. 1º, *caput*, da citada Lei 14.182/2021. A modalidade operacional para sua concretização, segundo o § 1º daquele dispositivo, é aquela descrita no art. 4º, inciso III, da Lei 9.491/1997 (e reproduzido no art. 7º, inciso III, do Decreto 2.594/1998), a saber: ‘aumento de capital, com renúncia ou cessão, total ou parcial, de direitos de subscrição’. A par da subscrição de novas ações, prevê a legislação que ‘o aumento do capital social da Eletrobras poderá ser acompanhado de oferta pública secundária de ações de propriedade da União ou de empresa por ela controlada’ (art. 1º, § 2º, da Lei 14.182/2021).

5. A relevância da privatização da Eletrobras para o setor elétrico brasileiro é evidente, considerando que suas atribuições extrapolam a provisão direta de serviços públicos (art. 21, inciso XII, alínea ‘b’, da Constituição), pois incluem participação ativa no planejamento do setor, consoante seu Estatuto Social (grifamos):

Art. 4º- A Eletrobras tem por objeto social:

I - realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de empresa decorrentes dessas atividades, tais como a comercialização de energia elétrica;

II - cooperar com o Ministério, ao qual se vincule, na formulação da política energética do país;

III - promover e apoiar pesquisas de seu interesse empresarial no setor energético, ligadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como estudos de aproveitamento de reservatórios para fins múltiplos; e

IV - participar, na forma definida pela legislação, de programas de estímulo a fontes alternativas de geração de energia, uso racional de energia e implantação de redes inteligentes de energia.

6. Com efeito, o art. 1º da Lei 5.899/1973 revela que a Eletrobras chegou a ocupar o posto de ‘órgão de coordenação técnica, financeira e administrativa do setor de energia elétrica’, *ipsis litteris*:

Art 1º Compete a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS -, como órgão de coordenação técnica, financeira e administrativa do setor de energia elétrica, promover a construção e a respectiva operação, através de subsidiárias de âmbito regional, de centrais elétricas de interesse supra-estadual e de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões, que visem a integração interestadual dos sistemas elétricos, bem como dos sistemas de transmissão destinados ao transporte da energia elétrica produzida em aproveitamentos energéticos binacionais.

(grifamos)

7. Tratando da parte final do dispositivo acima, nota-se que o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes ao Brasil e ao Paraguai em condomínio, é consabidamente explorado pela empresa Itaipu Binacional, constituída pelo Tratado Internacional

internalizado pelo Decreto 72.707/1973. Por expressa determinação daquele Tratado, a Eletrobras ('ou o ente jurídico que a suceda') detém participação paritária no capital social de Itaipu e nomeia conselheiros e diretores daquela entidade.

8. Ademais, há exploração de serviços constitucionalmente reservados à União (art. 21, incisos XXIII, da Constituição) por empresa subsidiária da Eletrobras, qual seja, a Eletrobras Termonuclear - Eletronuclear, criada pelo Decreto 76.803/1975 com a denominação original de Nuclebrás Engenharia S.A. (designação alterada pelo Decreto de 23 de dezembro de 1997).

9. Atenta aos tópicos acima, a Lei 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à aprovação de medidas assecuratórias para que a exploração de energia nuclear e a participação brasileira na empresa Itaipu Binacional permanecessem sob o controle da União:

## CAPÍTULO II

### DAS CONDIÇÕES PARA A DESESTATIZAÇÃO DA ELETROBRAS

Art. 3º A desestatização da Eletrobras fica condicionada à aprovação, por sua assembleia geral de acionistas, das seguintes condições:

I - reestruturação societária para manter sob o controle, direto ou indireto da União, empresas, instalações e participações, detidas ou gerenciadas pela Eletrobras, especificamente Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear) e Itaipu Binacional;

10. A fim de recepcionar as duas atividades relacionadas acima, foi instituída a Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar) pelo Decreto 10.791/2021, cujo art. 2º assim enuncia:

Art. 2º A ENBpar, nos termos do disposto no art. 9º da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, terá por finalidade:

I - manter sob o controle da União a operação de usinas nucleares;

II - manter a titularidade do capital social e a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional por órgão ou entidade da administração pública federal para atender ao disposto no Tratado entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai para o Aproveitamento Hidrelétrico dos Recursos Hídricos do Rio Paraná, Pertencentes em Condomínio aos dois Países, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guairá até a Foz do Rio Iguaçu, promulgado pelo Decreto nº 72.707, de 28 de agosto de 1973;

11. A par de sua relevância estratégica para o país, a desestatização em apreço envolve cifras vultosas. Conforme se examinará adiante, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estimou que a principal condicionante estipulada para a privatização da Eletrobras – a saber, a celebração de 'novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras' (art. 2º da Lei 14.182/2021) – adicionará R\$ 62.479.656.370,10 ao valor daqueles direitos de exploração (peça 166).

12. A destinação do referido montante é disciplinada pela Lei 14.182/2021. Em síntese, 50% daquele valor deverá ser pago pela Eletrobras 'à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002' (art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021). Os restantes 50% reverteriam ao Erário a título de bonificação, descontadas as relevantes parcelas listadas no art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021:

a) despesas relacionadas à revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, nos termos da alínea *a* do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

b) despesas relacionadas ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, de acordo com o disposto na alínea *b* do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

c) despesas relacionadas aos projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, nos termos da alínea *c* do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei; e

d) despesas para ressarcir o valor econômico do fornecimento de energia elétrica para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), conforme tratado no § 6º do art. 6º desta Lei;

13. Assim, dos R\$ 62,5 bilhões acrescentados ao valor dos contratos de concessão das 22 usinas hidroelétricas (UHE) ‘sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras’, somente R\$ 23.218.488.754,73 (*i.e.* 37,16% do valor acrescido) ingressariam nos cofres do Tesouro Nacional.

14. Cabe anotar que a privatização da Eletrobras não desponta descontextualizada no setor elétrico, representando, em verdade, o ápice do processo histórico para provisão indireta desse serviço público, tendo sido precedida pela desestatização de inúmeras de suas subsidiárias.

15. Ilustrativamente, nessa seara, o TCU fiscalizou o processo de desestatização das concessionárias distribuidoras de energia elétrica federalizadas pela Lei 9.619/1998, reunidas as competentes análises no TC 035.916/2016-8, culminantes no Acórdão 1.199/2018-Plenário (Rel. Min. José Múcio Monteiro). Nomeadamente, compuseram aquela rodada de desestatizações a Companhia Energética do Piauí (Cepisa), Companhia Energética de Alagoas (Ceal), Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre), Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron), Boa Vista Energia S.A. (Boa Vista) e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. (Amazonas Energia).

16. Precedeu-as a desestatização da Companhia Energética de Goiás - Distribuição S.A. (Celg-D), examinada no TC 017.365/2015-5, em que o Colegiado proferiu o Acórdão 2.302/2018-Plenário (Rel. Min. José Múcio Monteiro), constatando a regular adoção dos trâmites previstos na então vigente Instrução Normativa TCU 27/1998.

17. A avaliação ‘sistêmica [d]a sustentabilidade econômico-financeira das concessões’ relacionadas acima – ou seja, das distribuidoras anteriormente subsidiárias da Eletrobras, bem assim da regulação sobre elas exercida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), foi realizada no âmbito do TC 015.174/2020-4.

18. Naquele processo, concluiu o Tribunal, em adesão ao Voto condutor do Acórdão 1.112/2021-Plenário (Rel. Min. Jorge Oliveira), que ‘A atuação das distribuidoras de energia elétrica aqui examinadas, historicamente contaminada por baixos índices de qualidade e vultosos desequilíbrios econômico-financeiros, passa por momento relevante de maturação a partir das recentes privatizações’.

19. A desestatização sob exame se faz acompanhar de providência (‘descotização’) a desregular condições da **oferta** de energia elétrica. Medidas dessa natureza, ao eliminarem inevitáveis distorções decorrentes da regulação de preços, permitem que o valor da energia reflita sua escassez/abundância relativamente a todos os demais bens da economia - e, assim, apresentam a vantagem de contribuir para o aprimoramento da alocação geral das forças produtivas do país.

20. Todavia, a iniciativa carece de semelhante desregulação das condições de **demand**a por energia elétrica, tal como a expansão do Ambiente de Contratação Livre (ACL), para que mais consumidores deixem a condição de cativos e passem a escolher os fornecedores que melhor os atendam.

21. Em síntese, a nosso sentir, a iniciativa em tela aproxima o setor do modelo concorrencial, preterindo, porém, o consumidor residencial e pouco contribuindo para que o país deixe a penúltima posição entre os 56 países considerados no *ranking* de liberdade de energia elétrica.

\*\*\*

22. A presente fiscalização do Tribunal segue o rito da Instrução Normativa 81/2018, havendo decisão monocrática (peça 97) a afastar a aplicabilidade da IN TCU 27/1998 sobre a matéria, conforme aconselhado pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica – SeinfraElétrica (peças 92/94).

23. A privatização da Eletrobras mediante a subscrição de ações, diluindo-se a participação societária da União, será precedida da reformulação de 22 contratos de concessão firmados com empresas subsidiárias exploradoras de usinas hidrelétricas (vide relação à peça 234, pp. 11/12). Os novos contratos enfocarão o alinhamento dos prazos – a serem fixados em trinta anos, conforme art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021 – e a mudança do regime de exploração daquele serviço. Nesse aspecto, o atual regime de cotas, previsto no art. 1º, § 1º, inciso II, da Lei 12.783/2013, cederá passo ao regime de produção independente, disciplinado pelo Decreto 2.003/1996.

24. Referida por ‘descotização’, a modificação impactará significativamente as receitas associadas, tendo o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) computado em ‘R\$ 62.479.656.370,10 (...) o valor adicionado pelos novos contratos de concessão (...) em função da desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras’ (peça 166).

25. Considerando a particularidade dessa dinâmica, bem assim a complexidade inerente à privatização em tela e seus desdobramentos, o Ministro Relator do feito (despacho de peça 97), sob o conselho da SeinfraElétrica (peça 92), resolveu segmentar a análise do processo segundo pontos de controle prioritizados (vide peça 92, pp. 25/26). Nesse sentido, decidiu o Ministro Relator, *in verbis*:

c) determinar à SeinfraElétrica que, sem prejuízo à adoção de semelhante providência em outros momentos caso entenda pertinente, submeta os presentes autos ao exame deste relator em pelo menos duas oportunidades, cada uma delas com o objetivo de analisar:

c.1) na primeira dessas duas oportunidades, o valor adicionado com os novos contratos de geração de energia elétrica a que alude a Medida Provisória 1.031/2021 em seu art. 3º, inciso II, e a consequente definição do valor do bônus de outorga;

c.2) na segunda ou última manifestação do Tribunal sobre a matéria, a capitalização propriamente dita da Eletrobras.

26. Seguindo essa organização dos trabalhos, o presente pronunciamento ocupa-se de temas afeitos ao valor a ser adicionado com a reconfiguração dos contratos de concessão em apreço, a exemplo da mais recente instrução de mérito da SeinfraElétrica (peça 234).

27. Importa registrar que a elaboração desta peça beneficiou-se dos esclarecimentos técnicos recebidos em interações com representantes do MME, Eletrobras, BNDES, Associação dos Engenheiros e Técnicos do Sistema Eletrobras (AESEL), Associação dos Empregados de Furnas (ASEF), Confederação Nacional dos Urbanitários (CNU) e Coletivo Nacional dos Eletricitários (CNE), bem assim da SeinfraElétrica e da Semag.

28. A estrutura desta manifestação é tal como representada a seguir:

(...)

## **II – Principais pontos da instrução de mérito (peça 234)**

29. Em sua manifestação conclusiva sobre o tema em discussão (peça 234), a SeinfraElétrica identificou a necessidade de atuação do Tribunal quanto aos seguintes aspectos do processo de desestatização em tela:

1) documentos e informações encaminhados em atendimento à IN TCU 81/2018, contendo elementos necessários à fiscalização do Tribunal; (peça 234, p. 6/9)

2) medidas favoráveis à definição do chamado ‘aproveitamento ótimo’ de cada UHE (peça 234, p. 12/15);

3) preço da energia elétrica a ser praticado pelas concessionárias (peça 264, p. 23/31);

4) impactos tributários decorrentes da eventual aprovação de determinadas propostas legislativas (peça 264, p. 48/60); e

5) inclusão, nos novos contratos de concessão precedentes da desestatização da Eletrobras, de obrigações relativas à execução de projetos (revitalização de bacias hidrográficas; fomento à

navegabilidade hidroviária *etc.*) cujo valor será descontado do pagamento do bônus de outorga (*i.e.* valores que deixarão de ser recolhidos ao erário).

30. Afora os pontos acima, este parecer se debruça sobre os tópicos adiante:

6) Estimativa da garantia física do sistema e das usinas hidrelétricas abrangidas pela Lei 14.182/2021;

7) Cronograma para descotização do regime de comercialização de energia; e

8) Cronograma dos aportes devidos à CDE.

31. Dedicamos, na sequência, subseções próprias para o debate de cada um dos temas acima.

## **II.1 – Elementos necessários à fiscalização do Tribunal, conforme a IN TCU 81/2018**

32. Conforme adiantado na introdução deste pronunciamento, o processo em debate submete-se ao trâmite de fiscalização previsto na IN TCU 81/2018, cujos arts. 3º, 4º e 5º especificam o conjunto mínimo de informações para análise do Tribunal.

33. Ao conferir a completude da documentação encaminhada (peças 140/147, 178/186 e 188/196), a SeinfraElétrica identificou ‘lacunas em relação a uma série de informações, tais como a metodologia para recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão ou aquelas relacionadas à licença ambiental dos empreendimentos e as suas respectivas condicionantes’ (peça 234, p. 8).

34. Em consequência, propõe ao Tribunal ‘dar ciência ao MME quanto à necessidade de classificação das informações encaminhadas (...), fazendo constar justificativa quanto ao não atendimento de algum dos dispositivos mencionados’ (peça 234, p. 64).

35. O Ministério Público de Contas da União comunga da preocupação externada pela unidade técnica, aduzindo as seguintes considerações.

36. Sobre a envergadura do projeto, pondera a SeinfraElétrica que:

O processo de desestatização da Eletrobras – inicialmente apresentado à SeinfraElétrica em reunião realizada no dia 26/4/2021, com representantes do MME, Ministério da Economia (ME), BNDES e Eletrobras (peça 92, anexo A) – compreende, além dos procedimentos normalmente previstos em processos de concessões de serviços públicos, as etapas necessárias para a conclusão da privatização de uma empresa estatal.

(peça 234, p. 6)

37. Com as licenças devidas à unidade técnica, entendemos ainda mais pertinente afirmar que o processo de desestatização da Eletrobras compreende, além dos procedimentos normalmente previstos em processos de privatização, as etapas necessárias para a conclusão de concessões de serviços públicos.

38. Isso porque, em realidade, está-se diante de autêntica privatização precedida de (vinte e duas) concessões, submissíveis à análise regulamentada pela IN 81/2018, ainda que na forma disciplinada em seu art. 2º, § 3º (*i.e.* exame amostral).

39. Em termos claros: o modo escorreito para obtenção de razoável segurança acerca do valor presente que as novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica propiciarão às concessionárias (‘valor adicionado’), estimado pelo CNPE em R\$ 62,5 bilhões, consiste na análise individual dos estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e ambiental (incluídos os fluxos de caixa projetados com as receitas no regime de produção independente) de cada uma das 22 usinas hidrelétricas alcançadas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021.

40. Nos casos em que a análise individual de concessões outorgadas simultaneamente seja entendida como dispensável ‘de acordo com os critérios de materialidade, relevância, oportunidade e risco’ (art. 2º, § 1º, *in fine*, da IN TCU 81/2018), aplica-se a técnica amostral de que trata o § 3º do art. 2º da IN TCU 81/2018, ao talante do Ministro Relator do processo.



41. Eis por que se insistiu, na fase instrutória, para que o MME apresentasse, entre outros, a ‘relação de estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados ao objeto a ser licitado’ e a ‘minuta contratual e caderno de encargos, já consolidados com os resultados decorrentes de eventuais consultas e audiências públicas’ (peça 234, p. 7/8).

42. No tocante a esse último ponto, causa espécie que o Tribunal tenha sido acionado mediante a oferta de documentação patentemente incompleta, disso fazendo prova a comunicação da Aneel datada de 17 de setembro de 2021, juntada à peça 192:

Atualmente o processo se encontra na fase de análise das contribuições recebidas por meio da Consulta Pública nº 48/2021, com previsão de ser concluída nos próximos dias. Após essa etapa, o processo será encaminhado à Diretoria da Agência para que seja deliberado sobre a versão definitiva da minuta contratual. Logo após a aprovação pela Diretoria, a ANEEL enviará ao MME o processo contendo a versão aprovada da minuta contratual.

43. A jurisprudência do TCU é clara ao rechaçar a submissão prematura de estudos relativos a desestatizações, destacadamente quanto à falha na incorporação do resultado de audiência pública naqueles documentos preparatórios. Emblemático, nesse sentido, o Acórdão 3.161/2011-Plenário (Rel. Min. José Múcio Monteiro), *verbatim*:

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992 e nos arts. 250, inciso II, e 258, inciso II, do Regimento Interno, c/c os arts. 7º e 8º, inciso I, da Instrução Normativa TCU nº 27/1998, em:

9.1. interromper o prazo de análise do 1º estágio de fiscalização, tendo em vista que a CDRJ irá realizar audiência pública referente ao certame;

9.2. cientificar a CDRJ e a Antaq de que o advento da audiência pública torna necessário o envio da documentação de 1º estágio atualizada com os resultados da referida audiência e aprovada pela agência reguladora, bem como o reinício da contagem do prazo previsto no art. 9º da Instrução Normativa TCU nº 27/1998;

9.3. restituir o processo à Sefid-1.

44. Destacam-se, em idêntico sentido, os Acórdãos 925/2016, 926/2016, 956/2016 e 957/2016, todos do Plenário (Relator Min. Walton Alencar Rodrigues), pelos quais determinou-se à agência reguladora do transporte aéreo que se absteresse de encaminhar EVTEAs antes da análise e consolidação das contribuições recebidas em audiência pública.

45. Entendemos procedente o argumento do MME quanto à inaplicabilidade da exigência de instrumento convocatório, por alheio: a) à modalidade de privatização da Eletrobras; e b) à adjudicação direta e não-onerosa dos contratos de concessão às atuais incumbentes, assim autorizada pela Lei 14.182/2021.

46. Nada obstante, entendemos irregular a prematura apresentação dos estudos para privatização da Eletrobras – isto é, sem que o Tribunal possa se debruçar sobre a versão definitiva dos novos contratos de concessão –, bem assim a omissão em apresentar documentos necessários.

47. O *Parquet* de contas, nesse passo, opina por que se confira a este caso solução semelhante aos antecedentes mencionados, isto é, que se determine ao MME que se abstenha de encaminhar, ao Tribunal de Contas, estudos de viabilidade antes que haja a devida documentação formal da análise e consolidação das contribuições recebidas em audiência pública, sob pena de reinício da contagem do prazo de análise tratado na IN TCU 81/2018.

## **II.2 – Novos contratos de concessão e a definição do ‘aproveitamento ótimo’ de cada usina**

48. A Lei 9.074/1995, em seu art. 5º, traz a definição do objeto da concessão na seara hidrelétrica, aduzindo definição essencial à eficiência e sustentabilidade do serviço público a ser prestado – qual seja, o de aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico:

Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a produção independente de energia elétrica;

III - de UBP, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) destinados a uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

§ 1º Nas licitações previstas neste e no artigo seguinte, o poder concedente deverá especificar as finalidades do aproveitamento ou da implantação das usinas.

§ 2º Nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do 'aproveitamento ótimo' pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básico e executivo.

§ 3º Considera-se 'aproveitamento ótimo', todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

49. Por exigência de vetores constitucionais básicos, os serviços públicos devem ser prestados de modo compatível com o interesse público, o que envolve sua provisão tecnicamente apropriada, sem desperdícios, desequilíbrios ou ônus exorbitantes aos usuários. Para os casos em que a exploração dessas atividades é concedida a particulares, o art. 6º da Lei 8.987/1995 esclarece que:

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

50. Ainda quanto à forma de prestação desses serviços, nota-se haver requisitos de qualidade e desempenho em contratos para concessão da exploração de espectros de radiofrequência (*viz.* requisitos de cobertura e abrangência), subconcessão (arrendamento) de terminais portuários (Movimentação Mínima Contratual - MMC), concessão de trechos rodoviários (duplicação de pistas de rodagem, correção da geometria da via, níveis de serviço).

51. Nesse sentido, torna-se compreensível a exigência de que os principais fatores envolvidos na prestação do serviço (eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência) sejam objeto de otimização em termos definidos pelo Poder Público de forma periódica - tendo em conta que diversas das UHEs consideradas operam desde as décadas de 1980 (*v.g.* Tucuruí) e 1990 (*e.g.* Xingó).

52. A responsabilidade pela fixação do aproveitamento ótimo para cada UHE, no entanto, tem recebido tratamento cambiante por parte da legislação.

53. De acordo com o art. 3º, inciso III, da Lei 9.427/1996 (Lei de criação da Aneel), tal encargo competia à agência reguladora do setor, muito embora os estudos para estimativa daquela configuração ideal pudessem ser desenvolvidos pela própria concessionária (art. 5º, § 2º, *in fine*, da Lei 9.074/1995).

54. Com o advento da Lei 10.848/2004, a referida atribuição da Aneel foi expressamente suprimida (art. 32, *in fine*, daquele diploma), tendo sido destinados recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para que o MME custeasse 'estudos e pesquisas (...) de viabilidade necessários ao

aproveitamento dos potenciais hidroelétricos' (art. 6º da Lei 10.848/2004). Não há menção, nos normativos subsequentes, à destinação de recursos específicos para custeio daqueles estudos.

55. O Decreto 9.415/2018, em seu art. 1º, restituiu à Aneel a competência quanto à 'definição do 'aproveitamento ótimo' de que tratam os §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074, de 1995', sem embargos da faculdade conferida pelo art. 3º, § 4º, do Decreto 2.003/1996:

§ 4º O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente poderá autorizar o interessado a realizar, por sua conta e risco, os estudos técnicos necessários para a definição do aproveitamento ótimo, ficando assegurado, no caso de aprovação desses estudos e sua inclusão no programa de licitações do poder concedente, o ressarcimento dos custos incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições e valores estabelecidos no edital.

56. Nesse quadrante, a agência reguladora, por meio da Resolução Normativa 875/2020, estabelece que as concessões para aproveitamento de potencial hidrelétrico superior a 50.000 kW devem ser antecedidas pela elaboração de estudos de viabilidade (EVTE), a serem avaliados, entre outros, por sua capacidade de estimar o dimensionamento ótimo do projeto:

Art. 47. Os EVTE(s) serão objeto de avaliação quanto aos seguintes aspectos:

I - desenvolvimento dos EVTE(s) fundamentados em estudos básicos consistentes e adequados à etapa e ao porte do empreendimento;

II - atendimento à boa técnica em nível de projetos e soluções para o empreendimento, especialmente quanto às condições de atualidade, eficiência e segurança, e apresentação de custos com precisão adequada às diversas etapas de desenvolvimento dos EVTE(s), **de modo a garantir uma correta definição do dimensionamento ótimo**, de acordo com as normas técnicas e procedimentos instituídos pela ANEEL;

(grifamos)

57. No vertente caso, a SeinfraElétrica indagou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) 'acerca da conveniência e oportunidade na inclusão de exigências para a definição do aproveitamento ótimo desses empreendimentos nos respectivos contratos de concessão' (peça 176, p. 2).

58. O questionamento embasou-se nas conclusões do documento intitulado 'Repotenciação e Modernização e Usinas Hidrelétricas – Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada', publicado pela própria EPE em 2019, que relaciona uma série de prováveis benefícios na repotenciação do parque hidrelétrico brasileiro, em especial no tocante a ativos mais antigos, tais como as usinas da Eletrobras contempladas na Lei 14.182/2021.

59. A percepção da unidade técnica foi reforçada, ademais, pelo fato de que exigências similares foram incluídas nos contratos de concessão da UHE Porto Primavera (TC 011.764/2018-0) e das usinas hidrelétricas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) (TC 047.230/2020-7).

60. Sobre o tema, a EPE confirmou que o documento mencionado pela SeinfraElétrica 'tem por objetivo 'quantificar e avaliar economicamente, em nível preliminar, os ganhos de energia e de potência, individuais e sistêmicos do parque hidrelétrico brasileiro, obtidos pela recapitação do conjunto de usinas de estudo', mas que declaradamente não poderia 'ser utilizado como uma ferramenta decisória única e exclusiva' (peça 202, p. 4).

61. Outrossim, no sentir daquela empresa pública, 'avanços legais e regulatórios, inclusive no que tange à definição de aproveitamento ótimo' seriam necessários para 'orientar investimentos em repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas' (peça 202, p. 4), de modo que a EPE desaconselhou instituir-se obrigação contratual para que as concessionárias providenciassem tais estudos, até porquanto inexisteriam 'informações suficientes para indicar a viabilidade financeira e técnica sobre o investimento' nesse tipo de trabalho (peça 202, p. 4).

62. Por meio de estimativa do custo para elaboração de tais estudos a partir das diretrizes normativas aplicáveis (mormente das regras de ressarcimento de EVTE contidas na Resolução Normativa Aneel 934/2021), a SeinfraElétrica logrou demonstrar que tal despesa 'representa menos

de 1,5% do valor adicionado com os novos contratos de concessão (VAC), motivo pelo qual não há o que se falar em inviabilidade econômica sobre o investimento em novos estudos para todas as usinas em questão, como alegado pela EPE' (peça 234, p. 14).

63. Assim, dissentindo das ponderações da EPE, propõe recomendar ao MME 'incluir no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras cláusula que estabeleça a realização de estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos' (peça 234, p. 63).

64. O Ministério Público de Contas, com as vênias devidas à empresa pública, também diverge das ponderações trazidas no Ofício 1631/2021/PR/EPE e seu anexo (peças 201 e 202).

65. Primeiramente, vislumbramos que a diretiva proposta pela unidade técnica do Tribunal não emprega a publicação em tela, da lavra da própria EPE, como 'ferramenta decisória única e exclusiva', e sim como qualificado indicativo de haver margem para otimização do aproveitamento hidrelétrico que ora se repactua. Tanto é assim que contratos de concessão recentemente firmados - e.g. UHE Porto Primavera e da CEEE-G – contemplam cláusulas nesse sentido, *verbatim*:

CONTRATO DE CONCESSÃO nº 01/2019 - ANEEL – UHE PORTO PRIMAVERA

(...)

#### CLÁUSULA QUARTA - OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA

Para possibilitar a exploração do potencial hidráulico referido na Cláusula Primeira, a Concessionária assume todas as responsabilidades e os encargos relacionados com a operação e a manutenção da UHE, devendo observar as normas técnicas e exigências legais aplicáveis.

Subcláusula Primeira – Sem prejuízo do disposto nas demais Cláusulas deste Contrato, constituem encargos gerais da Concessionária na exploração da UHE:

(...)

II. Elaborar estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo da UHE, considerando as estruturas civis existentes, e submetê-los à avaliação da ANEEL no prazo de 24 (vinte e quatro) meses após a assinatura deste Contrato, observando a legislação e a regulamentação específicas, e promover a eventual ampliação da UHE, se assim determinado pelo Poder Concedente, observado o disposto na Subcláusula Sexta da Cláusula Terceira deste Contrato;

(negrito retirado)

66. Tampouco merece prosperar o argumento levantado pela EPE em seguida (necessidade de avanços na definição do 'aproveitamento ótimo'). Nesse quadrante, verificamos que tanto a legislação (art. 5º, § 3º, da Lei 9.074/1995) quanto a literatura técnica especializada oferecem parâmetros suficientes para a operacionalização daquele conceito. Relegar a eficácia imediata do referido preceito equivaleria, grosso modo, a negar aplicabilidade ao requisito de 'serviço adequado' (art. 6º, § 1º, da Lei 8.987/1995) por falta de ulterior detalhamento na descrição de seus componentes.

67. No mais, partilhamos da opinião técnica de que, *a priori*, os custos com estudos para otimização do aproveitamento hidrelétrico – estimado pela unidade técnica como representativo de 1,5% do valor adicionado pela reconstrução das concessões (peça 234, p. 14) – justificam-se por sua reversão em prol do sistema. Consultando publicações na área, lê-se que esforços de repotenciação mínima, correspondentes à recuperação dos desempenhos originais de turbinas e geradores, resultam em ganhos referenciais de 2,5% de rendimento (VEIGA e BERMANN, 2002), e que a experiência internacional demonstra que o momento de renovação das concessões é ideal para promoção dessas medidas (CASTRO *et al.*, 2019: 3):

#### 3.1 – O caso sueco

O país nórdico aproveitou o período de renovação das concessões de usinas hidrelétricas como uma oportunidade para a modernização e a repotenciação das

instalações. O saldo energético foi positivo, com uma geração adicional de 337 GWh/ano.

Destaca-se que as usinas de mais de 10 MW que participaram da renovação das concessões e realizaram investimentos em recapacitação tiveram um aumento médio de produção de, aproximadamente, 4,7%. Desse modo, percebe-se que a janela de oportunidades para o caso escandinavo foi o momento de renovação das concessões.

68. Assim, considerando que o ‘aproveitamento ótimo’, verificado em estudos submetidos ao Poder Público para cada empreendimento hidrelétrico, é requisito legal para exploração do potencial de geração de energia;

68.1. Considerando que os estudos necessários para aquilatar os termos do mencionado ‘aproveitamento ótimo’ em cada UHE podem ser desenvolvidos diretamente pelo ‘órgão regulador e fiscalizador do poder concedente’ ou, indiretamente, pelo interessado em assumir a concessão (art. 3º, § 4º, do Decreto 2.003/1996);

68.2 Considerando que a elaboração de estudos para identificação do ‘aproveitamento ótimo’ (para avaliação decisória da agência reguladora) foi exitosamente incluída em recente conjunto de concessões para geração de energia hidrelétrica, na forma de obrigação contratual do incumbente;

68.3. Considerando que falece razão à EPE em suas explanações contrárias à inserção de obrigação dessa natureza nos contratos de concessão de que trata o art. 2º da Lei 14.182/2021 (peças 201/202);

68.4. Considerando que a literatura técnica aponta haver ganhos efetivos (eficiência, potência e até capacidade instalada) com medidas para ‘aproveitamento ótimo’ (‘intervenções nos equipamentos hidrogeradores, de automação e de controle, capazes de incorporar técnicas e concepções avançadas de projetos de engenharia’, cf. CASTRO *et al.*, 2019: 1);

68.5 Considerando que as boas práticas internacionais recomendam que medidas tendentes a promover o ‘aproveitamento ótimo’ sejam aventadas em momentos de repactuação das respectivas concessões;

68.6. O Ministério Público opina por que o Colegiado delibere no sentido de determinar ao MME que inclua, no instrumento contratual das 22 novas concessões previstas pela Lei 14.182/2021, cláusula que estabeleça obrigação da concessionária em contratar estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da agência reguladora, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira no cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

### **II.3 – Estimativa de receitas: preço da energia elétrica a ser praticado pelas concessionárias**

69. Uma vez que o regime de comercialização da energia produzida nas 22 UHE será ‘descotizado’ (*ex vi* do art. 2º da Lei 14.182/2021), permitindo sua venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL), entende-se que o valor adicionado pelos novos contratos de concessão deve necessariamente considerar receitas obteníveis naquele ambiente de mercado.

70. A estimativa dos preços futuros foi realizada pela EPE (peça 205) – que, defrontando-se com o dilema entre extrapolar valores a partir da série histórica disponível e valer-se da expectativa de agentes setor, optou pelo segundo método.

71. Desse modo, porquanto ‘os contratos de comercialização no ambiente livre são sigilosos e apenas as partes envolvidas sabem de fato o preço de venda da energia’ (peça 234, p. 24), a EPE buscou referência em entidade privada (consultoria Dcide) detentora de banco de dados no qual agentes supostamente representativos do setor ‘cadastram, semanalmente, suas referências de preços *forwards* individuais para o horizonte de até cinco anos’ (peça 234, p. 23).

72. As limitações dessa metodologia de estimativa foram bem percebidas pela SeinfraElétrica, que identificou vulnerabilidades de duas sortes:



a) as projeções de longo prazo produzidas pela consultoria Dcide padecem de excessiva volatilidade, aparentando fundar-se não apenas em fatores estruturantes do setor (peça 234, p. 25), como possivelmente englobando considerações especulativas; e

b) as estimativas para determinados valores de curto prazo foram extraídas de ‘janela de tempo’ caracterizada por instabilidade de preços, em detrimento do período em que ‘se mantiveram estáveis por vários meses’ (peça 234, p. 26).

73. A par daquelas impropriedades metodológicas, a unidade técnica detectou irregularidade consistente na incompletude das receitas consideradas, é dizer:

c) omissão da EPE em incluir relevante componente da receita futura a ser auferida pelas concessionárias em tela: o Custo Marginal de Expansão (CME) relativo ao aumento da demanda máxima instantânea, isto é, o CME-Potência.

74. A respeito da questão tratada no ponto ‘c’ acima, a bem delineada explanação da SeinfraElétrica merece traslado (peça 234, p. 26-28):

158. O CME é composto por dois aspectos relacionados: CME-Energia e CME-Potência. O CME-Energia é resultado da adição de uma unidade de demanda em cada um dos meses de um ano e observação do custo adicional de atendimento dessa unidade, valor que posteriormente é convertido para a unidade de R\$/MWh. Já o CME-Potência é o incremento de uma unidade de demanda no atendimento da capacidade máxima do sistema, considerando a reserva operativa. A divisão em dois valores é feita apenas para facilitar a exposição e permitir a identificação do quanto do total do CME se dá pelo aumento da demanda média mensal de energia e quanto se dá pelo aumento da demanda máxima instantânea (peça 207, p. 12).

159. A EPE, por intermédio do documento EPE-DEE-NT-081/2021-r0 (peça 205), adotou como valor da energia de longo prazo (a partir de 2028 até o termo final dos novos contratos a serem celebrados) o CME-Energia, desconsiderando a componente do CME-Potência, motivo pelo qual foi questionada quanto a sua escolha por meio de Ofício de Requisição 108/2021-TCU/SeinfraElétrica (peça 176).

(...)

168. Para ilustrar a diferença quantitativa entre o CME, que, como dito, expressa as componentes CME-Energia e CME-Potência, e apenas uma de suas componentes, o CME-Energia, pode-se avaliar a Tabela 7. Nota-se que a componente de potência representa um valor agregado significativo no CME, o qual foi todo ignorado pelo Poder Concedente em seus estudos do VAC.

Tabela 7 – Custo Marginal de Expansão

Ano	CME (R\$/MWh)							
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 <sup>1</sup>	2032 <sup>1</sup>	2033 <sup>1</sup>
CME-Energia	46,43	61,53	110,33	144,90	165,09	169,50	170,19	172,14
CME	128,35	143,50	192,01	226,67	246,79			

Fonte: Peça 205, p. 13 (CME-Energia) e peça 207, p. 14 (CME)

<sup>1</sup> Os CME dos anos de 2031, 2032 e 2033 não constam na NT da EPE de cálculo do CME e não foram trazidos no estudo da EPE relativo a essa modelagem.

169. Nesse aspecto, conclui-se que, ao se desconsiderar completamente a componente de potência e seu potencial de receita futura, o VAC das novas concessões pode estar sendo indevidamente subavaliado, mesmo que seja necessária certa ponderação por conta do prazo ainda necessário para essas alterações impactarem de fato o caixa da empresa.

75. A quarta fragilidade verificada pela SeinfraElétrica quanto à estimativa de receitas das 22 UHEs em referência - e, por conseguinte, no valor adicionado a ser equacionado via aportes ao erário e à CDE – pode ser descrita nos seguintes termos:

d) emprego incoerente de ‘valores mais recentes do CME como estimativa de preço de longo prazo, resultando em um preço no patamar de R\$ 155,00/MWh’, quando o adequado seria utilizar ‘os CMEs mais distantes projetados, que se situam no patamar de R\$ 172,14/MWh (CME 2033), ou, ao menos, a média dos anos que apresentam uma tendência de estabilização de valor, ou seja, de 2030 a 2033 (R\$ 169,23/MWh)’ (peça 234, p. 29).

76. Com efeito, apurou a secretaria que o preço considerado nos fluxos de caixa usados para cálculo do valor adicionado situa-se aquém de projeções do próprio MME e de todos os parâmetros aventados pela SeinfraElétrica (peça 234, p. 29-30), conforme resultados adiante transcritos:

185. A Tabela 8 resume os valores considerados.

Tabela 8 - Diferentes referenciais para o valor da energia de longo prazo <sup>1</sup>

	R\$/MWh
EPE (CME - Energia 2028-2033)	155,00
CME-Energia 2033	172,17
Média CME-Energia 2030-2033	169,23
CME 2030	246,79
PLD desde jan/2010	316,11
PLD últimos 3 anos (setembro/2018 a agosto/2021)	236,65

Fonte: Elaboração própria.

<sup>1</sup> O valor adotado pela Eletrobras (peça 209) também foi considerado na análise.

186. Analisando a Tabela 8, verifica-se que o valor adotado pela EPE, de R\$ 155,00/MWh, está subestimado em relação a qualquer outro parâmetro apresentado.

(...)

189. Assim, não se mostra razoável, sob o ponto de vista do resguardo ao erário, a escolha do gestor de um referencial com visão de futuro mais recente. De forma prática, essa escolha, dentre as opções apresentadas na referida tabela, representa a de menor valor para se definir o valor a ser pago como bônus de outorga.

190. Reforça-se que o valor da energia de longo prazo é um dos parâmetros que mais impactam nos cálculos em análise. No caso concreto, ao se adotar o CME-Energia 2033 como referencial (ainda que sem a componente de potência explanada acima), o VAC seria acrescido de aproximadamente R\$ 10,6 bilhões, sendo R\$ 5,3 bilhões pagos à União no bônus de outorga e R\$ 5,3 bilhões aportados na CDE para redução da tarifa de energia dos consumidores do mercado regulado.

77. Os fatores acima levaram a secretaria a propor a adoção das seguintes recomendações:

a) ao conduzir a celebração de novos contratos de concessão de usinas hidrelétricas, avalie outros referenciais de preços para a venda de energia no ambiente de contratação livre que não sejam voláteis e dependentes das declarações de agentes do setor; (peça 234, p. 63);

b) a fixação do preço referencial de energia elétrica no valor de R\$ 233,00/MWh para o período ali considerado (peça 234, p. 26; 63) - preço que, embora superior àquele carreado ao modelo, representa mais fielmente a expectativa de mercado; e

c) adoção, na estimativa de valor da energia de longo prazo, previsão da componente de valor do lastro de capacidade de energia (peça 234, p. 28; 63).

78. Quanto à subestimativa dos preços de venda de energia elétrica no longo prazo (item 'd', mencionado no parágrafo 75 deste parecer), a unidade técnica propôs ao Tribunal 'determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) que reavalie o preço de energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do VAC dos novos contratos da Eletrobras, adotando como premissa, no mínimo, o valor de R\$ 172,14/MWh, referente ao CME-Energia de projeção mais distante publicado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0' (peça 234, p. 63).

\*\*\*

79. O Ministério Público inicialmente registra que ambas as alternativas inicialmente disponíveis à EPE - projeção de série histórica de valores já observados (refletindo 'expectativas adaptativas', assim denominadas no campo da economia), e estimativa a partir do conhecimento sobre cenários futuros ('expectativas racionais') - habilitam-se, a princípio, a proporcionar parâmetros juridicamente válidos para a desestatização em tela. Ademais, cumpre reconhecer que o mercado de curto prazo (mercado *spot*) apresenta volatilidade intrínseca, constatável independentemente da fonte de informações escolhida.

80. Registradas essas considerações, o *Parquet* de Contas compartilha das preocupações da unidade técnica quanto à deficiente acuidade das previsões de receitas contidas no modelo, aderindo parcialmente às soluções propostas a título de encaminhamento.

81. Mais especificamente, concordamos que as fragilidades metodológicas comentadas nos pontos 'a' e 'b' acima podem ser endereçadas mediante recomendações tendentes a robustecer o processo de estimativa.

82. Trata-se, indubitavelmente, de indicar as amplas oportunidades de melhoria quanto ao método para a projeção pretendida – entre as quais se podem aduzir, por exemplo, a comparação com valores constantes de outras plataformas fornecedoras de previsão de preços futuros de energia; a interpolação de tais valores *etc.*

83. O item 'd' (subestimativa dos preços de energia no longo prazo, ao equipará-los a valores mais recentes), no sentir deste *Parquet*, revela-se bem endereçado pela proposta de determinação elaborada pela unidade técnica (peça 234, p. 63).

84. Já quanto à irregularidade descrita no item 'c' (omissão em incluir o componente CME-Potência na projeção de receita do modelo, mencionada no parágrafo 73 deste parecer), entendemos inexistir margem de discricionariedade para manutenção da situação apontada pela unidade técnica. Porquanto a subestimativa de valores devidos ao erário afronta diretamente o interesse público, concluímos ser defeso à unidade jurisdicionada optar por não saná-la.

85. Nesse sentido, o Ministério Público opina por que o teor da diretriz formulada no item b.4 da proposta de encaminhamento da unidade técnica (peça 234, p. 63) seja veiculada de forma cogente. Em outros termos, propugnamos por que seja determinado ao Ministério de Minas e Energia (MME) que inclua, na estimativa de valor da energia de longo prazo constante no projeto de desestatização da Eletrobras e descotização de suas subsidiárias, previsão das receitas auferíveis com o componente de valor do lastro de capacidade de energia (CME-Potência).

86. Conjugando as soluções cogitadas para saneamento das irregularidades narradas nos pontos 'c' e 'd' acima, ambas relativas à subestimativa de receitas das concessionárias, entendemos bastante que se reúnam em um mesmo encaminhamento, com redação análoga à ora sugerida:

a) determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) que reavalie o preço de energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do VAC dos novos contratos da Eletrobras, por meio da:

a.1) adoção do valor mínimo de R\$ 172,14/MWh, referente ao CME-Energia de projeção mais distante publicado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0;

**e, cumulativamente,**

a.2) inclusão de valores relativos ao CME-Potência na composição do referido preço.

#### *II.4 – Impactos tributários decorrentes da eventual aprovação de determinadas propostas legislativas*

87. Sobre o assunto, recorda a unidade técnica que tramitam nas Casas Legislativas, sob a égide da reforma tributária, os Projetos de Lei 2.337/2021 e 3.887/2020. A secretaria descreve competentemente o cerne daquelas propostas, realçando a potencial influência que exerceriam sobre o valor adicionado das concessões em epígrafe, se e quando promulgadas.

88. A secretaria enfatiza o intento daquele segundo projeto em substituir o PIS/Confins pela Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS). Nessa seara, revela que o Poder Concedente chegou a estudar o impacto que teria:

277. Independentemente da implementação futura da sistemática de cálculo da CBS, realizaram-se simulações na planilha de cálculo do Valor Adicionado (peças 143 e 199) a respeito dos impactos dos dois projetos de lei na modelagem econômico-financeira adotada para o valor de outorga das novas concessões. (peça 234, p. 40)

89. Diante da constatação de que, em determinado cenário hipotético e a depender da interpretação que se confira à sistemática de cálculo de tributo ainda em discussão, haveria impacto aproximado de R\$ 3 bilhões no valor adicionado em causa, a secretaria houve por bem formular as seguintes propostas de encaminhamento:

b.5) caso os Projetos de Lei 2.337/2021 e/ou 3.887/2020 sejam sancionados antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, os benefícios tributários decorrentes da nova legislação sejam incorporados ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021;

b.6) avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção da reforma tributária aos seus valores adicionados;

(peça 234, p. 63)

90. O Ministério Público entende louvável o acompanhamento, pela unidade técnica especializada, das proposições legislativas pertinentes ao setor, reconhecendo tratar-se de medida proativa que já viabilizou atuações preventivas de extrema relevância por parte do Tribunal, a exemplo do TC 028.862/2010-4 (levantamento para avaliação das ações preparatórias ao vencimento de contratos de concessões do setor elétrico em 2015).

91. Quanto ao presente caso, todavia, ponderamos que repousam significativas incertezas sobre os contornos do evento considerado - ao contrário do exemplo acima fornecido, em que se avizinhava o vencimento de prazo contratual futuro e certo. Nada obstante, prestigiando o habitual zelo da secretaria quanto ao tema, o Ministério Público deixa de opinar pela exclusão das recomendações em tela.

#### *II.5 – Obrigações contratuais de projetos custeados com parte do bônus de outorga*

92. A Lei 14.182/2021, ao condicionar a desestatização da Eletrobras, entre outras medidas, à adjudicação direta de novos contratos de concessão para aproveitamento hidrelétrico às atuais incumbentes, prescreve não apenas a alteração no regime de comercialização por parte daquelas concessionárias, mas também o custeio e execução de programas de notório interesse público:

Art. 3º A desestatização da Eletrobras fica condicionada à aprovação, por sua assembleia geral de acionistas, das seguintes condições:

(...)

V - desenvolvimento de projetos que comporão os programas de:

a) revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio de sua subsidiária Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) ou de unidades do Exército brasileiro;

b) redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e para navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio de sua subsidiária Eletronorte; e

c) revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas, definidas conforme o inciso V do caput do art. 1º da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão são afetados por esta Lei, diretamente pela Eletrobras ou, indiretamente, por meio de sua subsidiária Furnas;

(...)

Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:

(...)

II - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos das seguintes parcelas:

a) despesas relacionadas à revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, nos termos da alínea a do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

b) despesas relacionadas ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, de acordo com o disposto na alínea b do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

c) despesas relacionadas aos projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, nos termos da alínea c do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei; e

d) despesas para ressarcir o valor econômico do fornecimento de energia elétrica para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), conforme tratado no § 6º do art. 6º desta Lei;

93. Trazendo preocupações similares às discutidas no âmbito do TC 000.350/2021-4 (Leilão do 5G), a unidade técnica questionou a Secretaria Especial do Tesouro e Orçamento (STN) do Ministério da Economia (ofício de peça 138) quanto à:

*i)* ‘legalidade, sob a óptica orçamentária, do procedimento de abatimento dessas despesas anteriormente ao recolhimento do bônus de outorga aos cofres do Tesouro’ (peça 234, p. 47); e

*ii)* ‘relação das obrigações contratuais em questão com a concessão do serviço de geração de energia elétrica’ (peça 234, p. 48).

94. No tocante à primeira indagação acima (*i*), a STN redarguiu pela inocorrência de afronta aos preceitos que informam a elaboração do orçamento público, já que: 1) as despesas com o desenvolvimento dos programas em apreço têm natureza de gastos privados; e 2) os valores necessários ao custeio das aludidas despesas não consistem em receitas da União, porquanto a Lei 14.182/2021 não previu seu ingresso nos cofres públicos.

95. Ainda sobre o primeiro assunto, a Coordenação-Geral de Receita Pública da STN (peça 219, p. 1/2) ofertou o seguinte arrazoado:

9. Novamente, nota-se que a premissa implícita à classificação em receita de capital de parte das alienações do Estado, bem como a submissão à regra do art. 44 da LRF dos recursos resultantes, difere da circunstância material existente nas receitas de concessões. Em concessões, não há transferência da propriedade de bens de capital, tampouco a receita é obtida uma única vez. Ao contrário, espera-se que a prestação do serviço gere periodicamente receitas públicas, à medida que os contratos sejam renovados.



10. (...) Quando centralizada, a prestação do serviço público gera uma receita corrente ao Estado, que pode ser aplicada em gastos correntes com manutenção do serviço ou outros dispêndios de custeio da Administração. No segundo momento, realizada a descentralização, não haveria razão para alterar a classificação por categoria econômica da receita que ingressasse no orçamento devido à concessão, assim como não seria razoável exigir que os recursos resultantes fossem aplicados necessariamente na formação ou aquisição de bens de capital. A mera conversão da prestação de um serviço público da modalidade 'direta' para a modalidade 'indireta mediante delegação' não tem o condão de acarretar mudança na classificação econômica.

11. Por essas razões, as receitas decorrentes de concessão ou permissão de serviços públicos são classificadas ao longo dos diversos desdobramentos da receita '13300000 - Delegação de Serviços Públicos Mediante Concessão, Permissão, Autorização ou Licença'. Dessa forma, é uma prática consolidada no orçamento público a classificação desse tipo de arrecadação como Receita Corrente.

96. Apontou-se, sobretudo, que o Acórdão 2.032/2021-Plenário (Rel. Min. Raimundo Carreiro, proferido no TC 000.350/2021-4, referente ao Leilão do 5G) decidiu que o regramento orçamentário não é automaticamente ofendido pela previsão de obrigações contratuais a serem custeadas com recursos que, de outra forma, ingressariam no erário.

97. Sobre o tópico seguinte (relação entre as obrigações contratuais e a exploração do serviço de geração de energia), a STN bem argumentou (peça 216, p. 2/3) que o presente caso difere essencialmente da situação debatida no TC 000.350/2021-4 (Leilão do 5G), a qual centrou-se na eventual subsunção das obrigações contratuais (Amazônia Integrada e Rede Privativa) aos ditames da Lei 9.472/1997 (Lei Geral de Telecomunicações - LGT).

98. Concluiu, em vista disso, que 'no caso da desestatização da Eletrobras, as obrigações [contratuais da concessionária, atinentes ao desenvolvimento de programas de revitalização de bacias hidrográficas *etc.*] estão previstas de forma expressa na Lei 14.182/2021' (peça 216, p. 3).

99. Examinando as justificativas trazias pela STN (peça 216) e MME (peça 218), a unidade técnica registra, sobre o tópico 'i' acima, que 'considerando (...) o encaminhamento adotado pelo Tribunal, por meio do Acórdão 2.032/2021-TCU-Plenário, em que foram debatidos eventuais descumprimentos de regras orçamentárias, não serão propostos encaminhamentos em relação à infringência de princípios orçamentários ou normas de direito financeiro' (peça 234, p. 57).

100. Relativamente ao segundo ponto (relação das obrigações contratuais em apreço com o serviço concedido), a secretaria reconhece ser 'árido infirmar a pertinência temática dos projetos' de revitalização de bacias hidrográficas (peça 234, p. 55). Todavia, prossegue sua exposição afirmando que:

398. (...) não é possível identificar claramente os benefícios que os usuários e consumidores de energia elétrica poderiam deles usufruir. Assim, a pertinência temática desses projetos não é suficiente para configurá-los como políticas setoriais de energia elétrica.

(...)

406. Embora possa ser questionada a relação direta dessas despesas com o serviço de geração de energia elétrica das usinas, não se pode afastar a pertinência temática dos programas previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 tais como a revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, a redução estrutural de custos de energia na Amazônia Legal e a revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas frente aos potenciais benefícios que possam ocasionar ao setor elétrico.

407. Contudo, remanesce a previsão legal de projetos a serem aplicados na navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, que não guardam relação com a temática do setor elétrico.

(peça 234, p. 56/57)

101. Conjugando as preocupações declinadas nos itens *i* e *ii* acima, e extrapolando-as para a generalidade da atuação administrativa estatal e da dinâmica orçamentária, a unidade técnica propôs ‘recomendação para que a Casa Civil da Presidência da República evite o encaminhamento de proposições legislativas que promovam e permitam a execução de políticas públicas que não transitem pelo Orçamento Geral da União’ (peça 234, p. 59), a fim de aplacar:

(...) riscos potenciais de proliferação dessa prática legislativa de retirar da esfera do Orçamento Público despesas que poderiam ou deveriam ser executadas pelo Estado e transferir a responsabilidade do aporte desses recursos para a esfera privada via depósitos em contas correntes que, na sequência, seriam geridos por prepostos nomeados pelo próprio Estado. (peça 234, p. 57)

102. Ainda nesse quadrante, recordando-se de que a forma de aplicação dos recursos destinados à execução dos programas em tela (revitalização de bacias hidrográficas *etc.*) será estabelecida pelos comitês gestores previstos no art. 6º, § 1º, da Lei 14.182/2021, pugnou a secretaria por que o Tribunal emita:

(...) recomendação ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério do Desenvolvimento Regional e ao Comitê Interministerial de Governança para que instituem instrumentos de governança para o funcionamento dos comitês gestores previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 a fim de assegurar, no mínimo, formas de acompanhamento de resultados, soluções para melhoria do desempenho das organizações e instrumentos de promoção de processo decisório fundamentado em evidências, nos termos do Decreto 9.203/2017.

(peça 234, p. 58/59 - ênfase suprimida)

103. A nosso sentir, a previsão de instrumentos de governança para os comitês gestores em apreço (acompanhamento de resultados, estruturação do processo decisório *etc.*) representa lúdima oportunidade de fomentar o bom funcionamento daqueles colegiados, motivo pelo qual acolhemos a oportuna diretiva alinhavada pela secretaria.

104. Entretanto, quanto à proposta imediatamente anterior (item ‘d’ da proposta de peça 234, p. 63), o Ministério Público de Contas da União conta com as vênias devidas à unidade técnica para opor-se àquele encaminhamento por sua generalidade.

105. Ponderamos que a relatada ‘prática legislativa de retirar da esfera do Orçamento Público despesas que poderiam ou deveriam ser executadas pelo Estado e transferir a responsabilidade do aporte desses recursos para a esfera privada’ (peça 234, p. 57) abrange, no limite, a própria descentralização do provimento de serviços públicos, modalidade expressamente consagrada pela Constituição de 1988, e que tantos avanços possibilitou nas esferas das telecomunicações, transporte rodoviário *etc.*

106. Com efeito, repara-se que os contratos para ‘concessão de serviço público precedida da execução de obra pública’ (art. 2º, inciso III, da Lei 8.97/1995) vêm acoplado a seu escopo obras ancilares que, a despeito de não integrarem o cerne do serviço a ser explorado, potencializam suas possibilidades de fruição. Cite-se, como exemplos dessa evolução nos componentes do investimento, os seguintes casos já placitados pelo TCU:

a) na concessão da chamada Rodovia da Integração do Sul - RIS (TC 028.343/2017-4, Acórdão 1.777/2021-Plenário, Rel. Min. Bruno Dantas), a construção de alças e acessos aos municípios no Programa de Exploração da Rodovia - PER (peça 8 daqueles autos);

b) no arrendamento de terminais portuários STS 08 e STS 36 (TC 029.083/2013-3, Acórdão 2.413/2015-Plenário, Rel. Min. Ana Arraes), a construção de linhas e ramais ferroviários para acesso aos respectivos terminais; e

c) na mais recente concessão da Ponte Rio-Niterói (TC 033.019/2014-2, Acórdão 86/2015-Plenário, Rel. Min. Walton Alencar Rodrigues), a construção de acesso à Linha Vermelha e de viaduto na aproximação do município de Niterói/RJ.

107. Anote-se que a inclusão dos chamados ‘projetos ancilares’ entre as obrigações das concessionárias originalmente veio solucionar situações fáticas em que, por incapacidade do poder público em prover a infraestrutura circundante necessária ao pleno desenvolvimento da atividade descentralizada, houve óbices totais ou parciais à prestação do próprio serviço concedido.

108. Como exemplos de situações preveníveis pela inclusão de ‘projetos ancilares’ entre as obrigações das concessionárias, cite-se o caso de municípios sem acesso adequado e seguro à rodovia a que margeiam, e mesmo o caso de aeródromo concedido que, apesar de erigido no prazo contratual, restou ‘ilhado’ por falta de interligação às vias circundantes.

109. Neste caso concreto, o *Parquet* acompanha a secretaria no entendimento de que a adequada manutenção das bacias hidrográficas relaciona-se intimamente com a atividade de geração de energia hidrelétrica. Mais especificamente, as referidas medidas de revitalização contribuem para a resiliência e a sustentabilidade da atividade de exploração do potencial hidrelétrico e assim para o robustecimento da segurança energética.

110. Todavia, ao contrário do que sugere a unidade técnica, entendemos que semelhante pertinência se estende aos projetos para ‘garantir a navegabilidade do Rio Madeira e (...) do Rio Tocantins’ (art. 4º, inciso II, ‘b’, in fine, da Lei 14.182/2021). A preservação dos usos múltiplos da água pode e até deve estar entre as obrigações do concessionário dos serviços de geração hidrelétrica, diante da natural interferência da sua atividade na vazão dos rios e na sua própria transponibilidade, à qual as barragens constituem óbice mitigável por meio, por exemplo, de sistemas de eclusas.

111. Sublinhamos que, em fiscalização sobre o Programa de Manutenção de Hidrovias, deliberou o Tribunal, via Acórdão 3.244/2012-Plenário (Rel. Min. Augusto Nardes):

9.5. enviar cópia do presente relatório, bem como do voto e do acórdão que o fundamentam à Casa Civil da Presidência da República, a fim de que aquela pasta de coordenação interministerial tome conhecimento do desentendimento possivelmente existente entre os setores hidroviário e elétrico acerca dos procedimentos assecuratórios dos usos múltiplos dos corpos hídricos, especialmente a produção de energia e navegabilidade, e possa exercer o adequado arbitramento das principais questões, alertando a autoridade ministerial que tal disputa pode estar prejudicando a construção dos dispositivos de transposição de níveis das usinas de Jirau e Santo Antônio, no Estado de Rondônia;

112. Nessa toada, ciente de que as obrigações contratuais devem guardar relação de pertinência com o serviço concedido, o Ministério Público de Contas da União opina por que seja elidida a proposta de recomendação inscrita no item ‘d’ da instrução de mérito da diligente unidade técnica (peça 234, p. 63), sem prejuízo de seu inegável mérito, por a consideramos impertinente à situação em tela.

113. Não questionamos, porém, que soluções heterodoxas e pouco justificáveis, ainda que legislativas, que visem a retirar a execução de determinadas políticas públicas do Orçamento Geral da União, podem sim configurar ofensa à universalidade orçamentária e mecanismo de fuga às regras fiscais, particularmente ao teto de gastos consagrado no texto constitucional. Dessa forma, sua proliferação pode vir a configurar meio de corrosão da força normativa da referida norma constitucional, o que recomenda, de fato, que sejam evitadas.

### III – Apontamentos adicionais

114. Em complemento à análise de mérito lançada pela unidade técnica, destacamos três temas merecedores de atenção:

1) O cálculo da capacidade real de geração do sistema hidrelétrico, a impactar a ‘garantia física’ das UHEs consideradas e, assim, o ‘valor adicionado à concessão pelos novos contratos’ (art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021);

2) O cronograma para descotização do regime de comercialização de energia por parte das concessionárias; e

3) A atuação da CDE visando mitigar o impacto tarifário da descotização.

115. Embora os temas acima tenham sido devidamente averiguados pela unidade técnica na instrução de peça 234, entendemos cabível reexaminar aspectos controvertidos das questões postas, registrando opinião pelo aprimoramento dos pontos mencionados.

### *III.1 - Irregularidades na estimativa da garantia física do sistema*

116. Com especial didatismo, a unidade técnica recorda-nos o conceito de ‘garantia física’ no campo da geração de energia elétrica:

88. (...) A garantia física de uma usina, correspondente ao lastro físico que determina o quanto de sua energia é possível de ser comercializada, é resultado do rateio da garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), definida na Portaria MME 101/2016 como a quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir, dado um critério de garantia de suprimento.

(...)

123. De acordo com a Portaria MME 101/2016, a garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa quantidade de energia pode, então, ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. O valor assim atribuído pelo rateio a cada empreendimento constitui-se em sua garantia física, que é o lastro físico desses empreendimentos com vistas à comercialização de energia.

(peça 234, p. 16 e 21)

117. Percebe-se, de plano, que a correta estimativa do potencial de gerar receitas (‘garantia física’) assume papel crucial na estimativa do valor adicionado (art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021) – e, portanto, do montante a ser aportado ao erário e à CDE pela Eletrobrás e suas subsidiárias.

118. A unidade técnica, prosseguindo em sua exposição sobre o tema, reporta que a EPE atualizou os cálculos relativos à garantia física das UHEs contempladas no processo de desestatização da Eletrobras (peça 204), a fim de conferir maior acuidade aos estudos em tela:

90. Outrossim, após um novo cálculo efetuado pela EPE – detalhado no tópico V.2.1 desta instrução –, haverá uma redução média de 982,2 MW médios (7,34%) na garantia física do rol de usinas com contratos a serem renovados.

(...)

125. No âmbito da privatização da Eletrobras, o MME solicitou à EPE (Ofício 41/2021/DPE/SPE-MME, de 22/3/2021) que realizasse o recálculo da garantia física das usinas hidrelétricas da estatal contempladas pela Lei 14.182/2021.

126. Em resposta, a Empresa de Pesquisa Energética apresentou o estudo EPE-DEE-RE-086/2021-r0 (peça 204) com a metodologia de cálculo e o resultado das novas garantias físicas para as UHEs da Eletrobras que terão um novo contrato de concessão celebrado.

(peça 234, p. 16 e 21).

119. O exame crítico da SeinfraElétrica revela dois aspectos positivos entrelaçados nesse processo de atualização da garantia física promovido pelo MME com apoio da EPE:

a) ao verificar que a capacidade existente é inferior à anteriormente considerada, a atualização promovida contribui para o enfrentamento de consabida fragilidade do setor, porquanto:

130. Ressalta-se que já é um problema conhecido do setor elétrico brasileiro que as garantias físicas de muitas hidrelétricas estão superestimadas. Tal problema traz consequências sistêmicas, pois majora indevidamente a capacidade produtiva de energia, trazendo erros aos modelos computacionais de previsão de geração e de necessidade de expansão do parque

gerador. Ademais, afeta diretamente as hidrelétricas, ao provocar uma produção média inferior ao esperado e consequente necessidade de compra de energia a PLD, aumentando o risco dos geradores hidráulicos não cotizados.

131. Com a adequação nas GFEs [garantias físicas de energia] das usinas da Eletrobras, o sistema passará a ter o total de garantia física mais próximo à capacidade de geração real, mitigando os problemas citados.

(peça 234, p. 22)

b) uma vez que a Lei 14.182/2021, em seu art. 1º, § 1º, prevê que serão firmados contratos de concessão novos, concluiu-se por inaplicáveis as limitações percentuais de revisão previstas no Decreto 2.655/1998, art. 21, § 5º, as quais se restringem ao ‘valor de base constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste’. Nesse passo, teria sido ‘possível adequar as garantias físicas diretamente à realidade fática, mesmo com [*rectius*: devido às] reduções superiores a 10%’ naquelas estimativas (peça 234, p. 22).

120. Apesar das vantagens acima, a atualização realizada no cálculo da garantia física não pode ser considerada plenamente adequada, pois padeceu da defasagem de:

(...) parâmetros importantes como (i) série de vazões dos empreendimentos; (ii) usos consuntivos da água; e (iii) parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR).

(peça 234, p. 22)

121. Novamente recorrendo à análise da unidade especializada, lê-se que as informações faltantes ao modelo não de ser providas pela Agência Nacional de Águas (ANA) e ‘não foram disponibilizados a tempo de serem usados pela EPE nos cálculos’ (peça 234, p. 22).

122. Muito embora a SeinfraElétrica tenha identificado o risco de que o superdimensionamento das UHEs em comento perpetue-se – pois aos contratos a serem firmados aplicar-se-ão as restrições de correção previstas no Decreto 2.655/1998 –, a unidade deixou de propor solução para o tema, sob entendimento de que o processo de recálculo de garantias físicas desbordaria do escopo desta análise.

123. Este *Parquet*, ao endossar integralmente a análise técnica da Seinfra (peça 234, p. 21/23), considerando que a importância da questão ultrapassa o adequado cálculo do valor adicionado para alcançar o funcionamento do mercado de energia no país, e tendo em mente a oportunidade ímpar de promover o necessário ajuste em variável central do sistema, opina por que o TCU atue no sentido de recomendar ao MME e à EPE que complementem os cálculos registrados no ‘Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia’ (peça 204 deste processo), passando a considerar valores atualizados para: (i) série de vazões dos empreendimentos; (ii) usos consuntivos da água; e (iii) parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR).

### *III.2. Cronograma para descotização do regime de comercialização de energia*

124. Conforme mencionado anteriormente, a Lei 14.182/2021, em seu art. 3º, inciso II, condiciona a privatização da Eletrobras à ‘celebração dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica (...) com a alteração do regime de exploração para produção independente’.

125. A essa alteração de regime, referida por ‘descotização’, associa-se perspectiva de impacto nas tarifas de energia cobradas dos consumidores, uma vez que os preços atualmente praticados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) mostram-se sistematicamente inferiores àqueles praticados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), para o qual somente as concessionárias geradoras (e não os consumidores) ora ficam autorizados a migrar.

126. A fim de mitigar o impacto tarifário advindo dessa desregulação, foram concebidas duas soluções paliativas:



I. implementação do novo regime ‘de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de 5 (cinco) anos e máximo de 10 (dez) anos’ (art. 5º, inciso III, da Lei 14.182/2021); e

II. atuação da CDE em prol da modicidade tarifária, valendo-se dos recursos e seguindo os ditames que a Lei 14.182/2021 acrescentou ao ato de criação da CDE (Lei 10.438/2002), *in verbis*:

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

(...)

XV - prover recursos para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) por meio de créditos em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica;

(...)

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes:

(...)

V - das quotas anuais pagas por concessionárias de geração de energia elétrica cuja obrigação esteja prevista nos respectivos contratos de concessão de que trata a lei resultante da conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021;

(...)

§ 15. Os recursos de que trata o inciso V do § 1º deste artigo somente poderão ser destinados à finalidade especificada no inciso XV do *caput* deste artigo, na forma do § 2º do art. 4º da lei resultante da conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021.

127. A presente seção trata da primeira medida acima registrada – de forma mais específica, da fundamentação do ato administrativo que fixou o prazo para descotização no mínimo legal (*i.e.* 5 anos). A segunda medida – atuação da CDE em prol da modicidade tarifária – será comentada em seção subsequente.

128. Nesse diapasão, repara-se que a Resolução CNPE 15/2021, em seu art. 2º, § 10 (peça 166, p. 3), preconiza que a descotização correrá na proporção de ‘vinte por cento por ano, com início em 1º de janeiro de 2023’, resultando no cronograma apresentado no Anexo II daquele normativo:

#### Anexo II

Ano	Percentual de Garantia Física Alocada na Forma de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das UHEs da Eletrobras às Concessionárias e 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

(peça 166, p. 4)

129. O mesmo art. 2º, § 10, da Resolução CNPE 15/2021, estabelece, como exceções ao cronograma transcrito acima, o caso ‘das UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes,

com disponibilidade de energia a partir da assinatura dos novos contratos de concessão' (peça 166, p. 3).

130. Em verdade, a UHE Tucuruí já se encontra sob o regime de produção independente de energia, e não no regime de cota, conforme consta da resposta do MME ao Requerimento de Informação 519/2020 da Câmara dos Deputados:

Segue transcrita resposta encaminhada pela ANEEL por meio do Ofício nº 121/2021–DR/ANEEL, de 21 de maio de 2021, anexo:

A UHE Tucuruí encontra-se no regime de produtor independente de energia e não no regime de cota, razão pela qual não há impacto tarifário associada à usina com a desestatização da Eletrobras. 6. Por essa razão, a usina não possui receita e tarifa definidas pela ANEEL nos termos das usinas cotistas (...) - (peça 215, p. 4)

131. Portanto, haveria a descotização imediata apenas da UHEs Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, de representatividade bem menos expressiva que a UHE de Tucuruí.

132. A respeito do referido cronograma não identificamos os motivos que levaram às opções pela livre disposição imediata da integralidade da energia gerada pelas UHEs de Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, em acréscimo ao que já ocorre com a UHE de Tucuruí; e pelo escalonamento da descotização das demais UHEs no prazo mínimo definido legalmente, em vez de qualquer outro prazo contido naquele intervalo.

133. Sindicáveis os atos administrativo em função de seus requisitos, entre os quais o legítimo motivo, sublinhamos que a falta de exposição das razões que o justifiquem (é dizer, sua motivação) prejudica a fiscalização do Tribunal de Contas da União e do Ministério Público de Contas. Preleciona a doutrinadora Maria Sylvia Zanella Di Pietro:

O princípio da motivação exige que a Administração Pública indique os fundamentos de fato e de direito de suas decisões. Ele está consagrado pela doutrina e pela jurisprudência, não havendo mais espaço para as velhas doutrinas que discutiam se a sua obrigatoriedade alcançava só os atos vinculados ou só os atos discricionários, ou se estava presente em ambas as categorias. A sua obrigatoriedade se justifica em qualquer tipo de ato, porque se trata de formalidade necessária para permitir o controle de legalidade dos atos administrativos.

(DI PIETRO, 2020, p. 110)

134. Nesse sentido, assim registra o Boletim de Jurisprudência do TCU, edição 372/2021, a partir do decidido via Acórdão 2.061/2021-Plenário (Desestatização, Revisor Ministro Vital do Rêgo):

O conteúdo de ato administrativo discricionário pode se submeter à apreciação do TCU quando o órgão ou a entidade jurisdicionada afasta-se dos princípios constitucionais implícitos e explícitos a que se submete, entre os quais os da motivação, da eficiência e da economicidade.

135. Diante da situação reportada nos autos, o Ministério Público de Contas – ainda que não vislumbre, a princípio, ilegalidade nas opções – opina por que o Tribunal determine ao CNPE que apresente, no prazo regimental, a motivação para as referidas escolhas públicas, trazidas na sua Resolução 15/2021, quais sejam:

a) O imediato 'livre dispor da energia' oriunda das usinas de Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, antes de todas as demais UHEs contempladas no projeto em tela, considerando, inclusive, a diretriz legal de descotização 'gradual e uniforme' (art. 5º, § 1º, III, da Lei 14.182/2021); e

b) O escalonamento da descotização no prazo mínimo definido legalmente, em vez de qualquer outro prazo contido naquele intervalo.

### *III.3. Cronograma de aportes à CDE: adiantamento de R\$ 5 bilhões*

136. Como visto na subseção anterior, para amainar o impacto tarifário da descotização das 22 UHEs abrangidas pela Lei 14.182/2021 foram concebidos dois principais mecanismos: I.

implementação daquela medida ‘de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de 5 (cinco) anos e máximo de 10 (dez) anos’ (art. 5º, inciso III, da Lei 14.182/2021); e II. mobilização da CDE em prol da modicidade tarifária.

137. Verifica-se que, para o atendimento daquele segundo propósito, as atribuições da CDE foram atualizadas (art. 13, inciso XV, da Lei 10.438/2002), bem assim foram-lhe destinadas substanciais quantias, a saber, ‘50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos’ (art. 4, inciso I, da Lei 14.812/2021).

138. Ao contrário do quinhão de receita pública que adentrará efetivamente o erário – isto é, da bonificação pela outorga, deduzidas as parcelas listadas no art. 4º, inciso II, da Lei 14.821/2021 – o valor a ser pago pela Eletrobras à CDE não será devido em parcela única, mas sim ‘na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)’ (art. 4º, inciso I, da Lei 14.812/2021)

139. Atendendo o comando legal, o CNPE emitiu a Resolução 15/2021 (peça 166), na qual fixou o seguinte cronograma para recebimento do valor em questão:

## 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

(peça 166, p. 4)

140. À primeira vista, chama atenção a magnitude do aporte a ser recebido ‘Até trinta dias contados do ato da assinatura dos novos contratos de concessão’ – que, segundo previsões correntes, deve ocorrer em 2022. Destaca-se não apenas a expressão do aporte inicial, correspondente a 9,5 vezes o valor do pagamento devido no ano seguinte, como também seu descasamento em relação ao cronograma de descotização, fenômeno cujos efeitos tais aportes deveriam enfrentar.

141. Voltamos a transcrever o cronograma elaborado pelo CNPE, de forma a demonstrar que a descotização – e, por conseguinte, seu impacto tarifário – inicia-se apenas em 2023 (ressalvada a descotização imediata das UHEs Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes), enquanto o pagamento de R\$ 5 bilhões, equivalente a 32,2% do valor nominal total devido à CDE, será adiantado para 2022.

## Anexo II

Ano	Percentual de Garantia Física Alocada na Forma de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das UHEs da Eletrobras às Concessionárias e 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%

(peça 166, p. 4)

142. Reporta a unidade técnica (peça 234, p. 47) que o referido adiantamento teria sido ‘solicitado pela Aneel, cujo objetivo é minimizar os impactos tarifários decorrentes de outras causas (crise hídrica, câmbio e IGP-M elevado)’. Em vista de encontrar-se em trâmite, nessa Corte de Contas, o TC 014.282/2021-6, que versa sobre Auditoria Operacional na Política Tarifária do Setor Elétrico, a secretaria nada propôs em desfavor do adiantamento em causa.

143. Apontamos, contudo, que as disposições da Lei 10.438/2002 sobre o montante arrecadado junto à Eletrobras para robustecer o caixa da CDE são claros:

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos:

(...)

XV - prover recursos para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) por meio de créditos em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica;

(...)

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes:

(...)

V - das quotas anuais pagas por concessionárias de geração de energia elétrica cuja obrigação esteja prevista nos respectivos contratos de concessão de que trata a lei resultante da conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021;

(...)

§ 15. Os recursos de que trata o inciso V do § 1º deste artigo somente poderão ser destinados à finalidade especificada no inciso XV do *caput* deste artigo, na forma do § 2º do art. 4º da lei resultante da conversão da Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021.

(grifamos)

144. O ‘§ 2º do art. 4º da lei resultante da conversão da Medida Provisória nº 1.031’ (isto é, da Lei 14.182/2021), a seu turno, traz a seguinte redação:

§ 2º 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.**

(grifamos)

145. A inteligência das regras acima é unívoca: a ‘quota de que trata o inciso I do *caput*’ do art. 4º da Lei 14.182/2021 – isto é, a quota de 50% do valor adicionado a ser paga à CDE pela Eletrobras – deve ser necessariamente distribuída às concessionárias ‘de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração’.

146. A redação atribuída ao texto legal torna hialina a intenção do legislador no sentido de vincular o emprego daquela importância (50% do valor adicionado devido à CDE) ao impacto tarifário esperado ‘em decorrência da alteração do regime de exploração’, na proporção da qual deverá a

verba ser repassada às geradoras. Pretendesse a lei (ou, mesmo, a medida provisória que lhe deu origem) que a quantia arrecadada àquele título assumisse qualquer outra função, ainda que relacionada à promoção da modicidade tarifária, teria legado indicação nesse sentido.

147. Não havendo, portanto, autorização legal para o uso daqueles recursos da CDE para ‘minimizar os impactos tarifários decorrentes de outras causas (crise hídrica, câmbio e IGP-M elevado)’ – resta avaliar se o adiantamento de R\$ 5 bilhões à CDE, preconizado pelo CNPE, encontra amparo na proporcionalidade ‘aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração’.

148. Com efeito, observa-se que o cronograma de descotização estabelecido pelo CNPE prevê a descontratação gradual de todas as UHEs alcançadas pela Lei 14.812/2021, excetuando-se a UHE de Tucuruí, terceira maior usina do país em termos de capacidade e geração, a qual já se encontra sob o regime de produção independente de energia, e as UHEs de Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes.

149. A esse respeito, reitera-se a informação trazida pelo MME, em resposta ao Requerimento de Informação 519/2020 da Câmara dos Deputados (transcrita no tópico anterior), de que inexistiu impacto tarifário associado à UHE Tucuruí, por inexistir previsão de alteração de regime em relação a ela.

150. Assim, considerando que o art. 4º, § 2º, da Lei 14.182/2021 estabelece que o valor pago à CDE pela Eletrobras, no importe de 50% do valor adicionado, deve ser creditado às geradoras ‘de forma **proporcional aos montantes descontratados** em decorrência da alteração do regime de exploração’ (grifamos);

150.1. Considerando que a descontratação se iniciará em 2023, consoante normativo publicado pelo CNPE, à exceção das UHEs de Tucuruí, Mascarenhas e Curuá-Una, que desfrutarão da ‘disponibilidade de energia a partir da assinatura dos novos contratos de concessão’ (art. 2º, § 10, da Resolução CNPE 15/2021 - peça 166, p. 2), prevista para 2022;

150.2. Considerando que, segundo o MME, ‘não há impacto tarifário associado à usina [de Tucuruí] com a desestatização da Eletrobras’ (peça 215, p. 4) – e, portanto, não haveria autorização do art. 4º, § 2º, da Lei 14.182/2021 para crédito às distribuidoras sob tal fundamento;

150.3. Considerando que a capacidade de geração das UHEs de Mascarenhas e Curuá-Una, considerado o conjunto das UHEs ‘descotizadas’, não justifica o adiantamento de parcela tão expressiva dos valores devidos à CDE;

150.4 O Ministério Público opina por que o Tribunal determine ao CNPE que revise o cronograma presente no Anexo III da Resolução 15/2021, especialmente quanto ao adiantamento de R\$ 5 bilhões devidos à CDE ainda em 2022, à luz do art. 4º, § 2º, *in fine*, da Lei 14.182/2021 e do art. 13, § 15, da Lei 10.438/2002, em vista das considerações traçadas neste pronunciamento.

#### IV - Considerações finais

151. A privatização da Eletrobras, originalmente intentada com sua inclusão no Programa Nacional de Desestatização (PND) em 1995, representa decisivo passo na consolidação, pelo país, do modelo de Estado Regulador do setor elétrico, caracterizado por intervenção qualitativamente distinta na atividade econômica.

152. Sucedendo as diversas rodadas de concessões nas áreas de transmissão e distribuição de energia, a desestatização da Eletrobras (bem assim a recente privatização de várias subsidiárias geradoras) representa o ápice da tendência de provisão indireta de energia elétrica no país – a qual só não se mostra expansível no tocante à energia de matriz nuclear (usinas de Angra).

153. A iniciativa vem ao encontro, ainda, de vários preceitos das reformas estruturais do setor observadas internacionalmente, ao menos nos últimos três dos quatro vetores doutrinariamente consagrados: regulação, reestruturação, participação do setor privado e competição (Foster *et al.*, 2017).



154. Quanto a esse último componente (competição), e seguindo a linha de renomados pesquisadores da área, anotamos que a privatização em tela, ao descotizar o regime de comercialização da energia produzida nas 22 usinas abrangidas pela Lei 14.182/2021, contribuiu para consolidar a posição do Brasil no penúltimo estágio de desenvolvimento estrutural do setor – caracterizada pela competição no mercado atacadista de energia – falhando a iniciativa em avançar medidas tendentes a nos incluir no mais elevado daqueles estágios:

**Figure 5.1.: Definition of stages of competition of competition reform**

<i>Model classification</i>	<i>Sector structure characteristics</i>
<i>1. Monopoly</i>	<i>A single company has responsibility for generation, transmission, distribution and retail sales</i>
<i>(...)</i>	<i>(...)</i>
<i>5. Wholesale market competition</i>	<i>Power market of multiple generation companies selling directly to multiple distribution companies and other large customers, supported by an independent system operator and market operator. Small customers can buy only from their local distributor.</i>
<i>6. Retail market competition</i>	<i>As above, but allowing all customers – large and small – to purchase power directly from retail companies, entailing prior vertical unbundling of distribution and retail companies, with distribution companies providing open access wheeling services to numerous power retailers.</i>

Fonte: Foster *et al.*, 2017 (p. 22).

155. Conforme exhaustivamente comentado ao longo deste parecer, o Ministério Público se alinha, no essencial, à análise desenvolvida pela unidade técnica, destoando pontualmente do encaminhamento proposto.

156. Mais especificamente, opinamos por que o ajuste sugerido pela secretaria na proposta de determinação à peça 234 (p. 63) englobe não apenas a referência para o preço considerado (CME-Energia), como também passe a incluir, na estimativa de receita, o componente CME-Potência, até então omitido. Entendemos, ademais, haver base legal expressa para se exigir os estudos avaliativos do ‘aproveitamento ótimo’ e para se reconsiderar o cronograma de aportes à CDE.

#### **V – Proposta de encaminhamento do *Parquet***

157. Diante das razões apresentadas neste pronunciamento – as quais se alinham, repita-se, à essência do proposto pela unidade técnica (peça 234/236) – o Ministério Público de Contas da União opina por que o Colegiado delibere no sentido seguinte:

a) determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com supedâneo no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e no art. 4º da Resolução-TCU 315/2020, que:

a.1) abstenha-se de encaminhar, ao Tribunal de Contas, estudos de viabilidade antes que haja a devida documentação formal da análise e consolidação das contribuições recebidas em audiência pública, sob pena de reinício da contagem do prazo de análise tratado na IN TCU 81/2018;

a.2) inclua, no instrumento contratual das concessões previstas pela Lei 14.182/2021, cláusula que estabeleça obrigação da concessionária de contratar estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da agência reguladora, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira no cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário;

a.3) reavalie o preço de energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do valor adicionado pelos contratos (VAC) dos novos contratos da Eletrobras, de modo a:

a.3.1) adotar como premissa, no mínimo, o valor de R\$ 172,14/MWh, referente ao CME-Energia de projeção mais distante publicado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0;

a.3.2) incluir, na estimativa de valor da energia de longo prazo constante no projeto de desestatização da Eletrobras e descotização de suas subsidiárias, previsão das receitas auferíveis com o componente de valor do lastro de capacidade de energia (CME-Potência);

b) determinar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que:

b.1) apresente, no prazo regimental, a motivação para as seguintes escolhas públicas trazidas na sua Resolução 15/2021:

b.1.1) O imediato 'livre dispor da energia' oriunda das usinas de Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, antes de todas as demais UHEs contempladas no projeto em tela, considerando, inclusive, a diretriz legal de descotização 'gradual e uniforme' (art. 5º, § 1º, III, da Lei 14.182/2021); e

b.1.2) O escalonamento da descotização no prazo mínimo definido legalmente, em vez de qualquer outro prazo contido naquele intervalo; e

b.2) revise o cronograma presente no Anexo III da Resolução 15/2021, especialmente quanto ao adiantamento de R\$ 5 bilhões devidos à CDE ainda em 2002, à luz do art. 4º, § 2º, *in fine*, da Lei 14.182/2021 e do art. 13, § 15, da Lei 10.438/2002, em vista das considerações traçadas neste pronunciamento;

c) recomendar ao MME, com espeque no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, que:

c.1) ao conduzir a celebração de novos contratos de concessão de usinas hidrelétricas, avalie outros referenciais de preços para a venda de energia no ambiente de contratação livre que não sejam voláteis e dependentes das declarações de agentes do setor;

c.2) mantenha a referência para o preço da energia de curto prazo no valor inicialmente adotado, de R\$ 233,00/MWh;

c.3) caso os Projetos de Lei 2.337/2021 e/ou 3.887/2020 sejam sancionados antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, os benefícios tributários decorrentes da nova legislação sejam incorporados ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021;

c.4) avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção da reforma tributária aos seus valores adicionados;

d) recomendar ao MME, ao Ministério de Desenvolvimento Regional (MDR) e ao Comitê Interministerial de Governança, que instituam instrumentos de governança para o funcionamento dos comitês gestores previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 a fim de assegurar, no mínimo, formas de acompanhamento de resultados, soluções para melhoria do desempenho das organizações e instrumentos de promoção de processo decisório fundamentado em evidências, nos termos do Decreto 9.203/2017;

e) recomendar ao MME e à EPE que complementem os cálculos registrados no 'Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia' (peça 204 deste processo), passando a considerar valores atualizados para: (i) série de vazões dos empreendimentos; (ii) usos consuntivos da água; e (iii) parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR);

f) deixar de determinar ao Ministério de Minas e Energia, com fundamento no inciso I do parágrafo único do art. 16 da Resolução-TCU 315/2020, a proposta para que corrija os erros

apontados no tópico VII já que o Ministério se comprometeu formalmente a ajustar os valores envolvidos por meio do Ofício 424/2021/SE-MME;

g) dar ciência ao MME quanto à necessidade de classificação das informações encaminhadas em atendimento aos processos de desestatização previstos na IN-TCU 81/2018 pelo tipo de informação exigida nos arts. 3º, 4º e 5º, conforme o caso, fazendo constar justificativa quanto ao não atendimento de algum dos dispositivos mencionados.”

5. Em despacho proferido no dia 1º/12/2021 (peça 258), determinei a realização de diligência ao MME para que fossem prestados esclarecimentos acerca de algumas questões suscitadas nos autos após o encerramento da fase de instrução, tendo a referida pasta ministerial atendido à diligência no mesmo dia (peças 261 a 265), possibilitando a inclusão do presente processo na pauta de julgamento dessa sessão extraordinária de Plenário.

6. Posteriormente a isso, alguns parlamentares e entidades vieram aos autos solicitar que fossem reconhecidas neste TC 008.845/2018-2 como partes interessadas para que, entre outras prerrogativas processuais, lhes fosse permitido produzir sustentação oral por ocasião do julgamento do feito. Outras entidades solicitaram simplesmente a possibilidade de atuação na condição de *amici curiae*.

7. Tais pedidos foram analisados por este relator em despacho datado de 14/12/2021 (peça 287).

8. Submetido à apreciação deste Tribunal de Contas da União (TCU) na Sessão Extraordinária realizada no dia 15/12/2021, este processo foi objeto de pedido de vista formulado pelo ilustre Ministro Vital do Rêgo. Na ocasião, o Plenário desta Corte aprovou, por maioria, o Acórdão 3.176, que autorizou a continuação dos estudos relativos aos novos contratos de concessão de energia elétrica, sendo que a eficácia das medidas concretas e a assinatura dos contratos ficaram na dependência da apreciação do mérito do processo pelo referido Colegiado Pleno.

9. Em 23/12/2021, a Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria (CNTI), que, nos termos do despacho proferido por este relator em 14/12/2021 (peça 287), teve indeferido seu pedido de ingresso nos autos como parte interessada, tendo sido admitida apenas como *amicus curiae*, opôs Embargos de Declaração (peça 298) em face da aludida decisão monocrática.

10. Em sua peça recursal, alega a embargante, em essência, que teria havido contradição e omissão no despacho atacado. Seguem colacionados abaixo, alguns excertos do recurso em comento que fundamentam a percepção da CNTI:

“Há contradição ao admitir a Embargante neste TC 008.845/2018-2, como *amicus curiae*, ‘concedendo-lhes prazo improrrogável de 15 (quinze) dias, contados da ciência deste despacho, para que apresentem, caso queiram, suas contribuições para o adequado deslinde das questões que ainda serão tratadas na próxima fase processual destes autos de desestatização’; e, no item ‘c’ da decisão embargada ‘limitar os poderes de atuação desses *amici curiae* no presente TC 008.845/2018-2 a uma única apresentação de contribuições, de modo a não comprometer o andamento processual regular destes autos de desestatização’.

Isso porque houve pedido de vista do Min. Vital do Rêgo na sessão de 15/12/2021, e o Poder Executivo ainda está realizando ajustes na definição do valor adicionado dos novos contratos de concessão (VAC) e na modelagem das outorgas previstas na Lei 14.182/2021. Desse modo, limitar a manifestação da Embargante a uma única apresentação de contribuições mitiga a relevante contribuição que pode ser oferecida pela CNTI e ainda priva a entidade de conhecer e se manifestar sobre o teor do voto vista do Min. Vital do Rêgo e sobre os estudos ainda em curso por parte do Poder Executivo.

Ademais, isso implica excluir a participação da Embargante do segundo momento da análise do TCU sobre a apreciação das demais premissas e procedimentos necessários para a conclusão da capitalização da Eletrobras, em especial no que tange à avaliação da empresa.

(...)

Em 14/12/2021, na peça 283, em 14/12/2021, a Embargante requereu expressamente: [...] o ‘deferimento do pedido cautelar na Representação nº 036.295/2021-3, conexa ao presente processo. E seja ainda determinado o sobrestamento do TC 008.845/2018-2, nos termos do art. 2º, inciso XXI, da Resolução-TCU 259/2014, até que o Relator decida sobre o pedido cautelar no âmbito da Representação nº 036.295/2021-3’.

(...)

Esse pedido, no entanto, não foi apreciado na decisão embargada (Despacho de autoridade), peça 287 do TC em exame, configurando omissão facilmente sanável. Assim, requer que esta E. Corte de Contas se manifeste expressamente sobre a omissão apontada.”

11. Com base nessa argumentação, a CNTI requer ao final de seus Declaratórios (peça 298, p. 9), *in verbis*:

“a) que os embargos de declaração sejam submetidos à deliberação do colegiado competente, nos termos do art. 287, § 2º, do RITCU.

b) o conhecimento e provimento dos Embargos de Declaração para que sejam sanadas a contradição e a omissão acima apontadas, de modo a aprimorar a Administração Pública em benefício da sociedade por meio do controle externo promovido pela Corte de Contas.

c) A suspensão de prazo para interposição dos demais recursos previstos no RITCU, a teor do art. 287, par. 3º, RITCU, bem como do prazo de 15 (quinze) dias conferidos à Embargante para a manifestação com as contribuições da entidade como *amicus curiae*, nos termos da decisão (Despacho de autoridade) disponibilizada no sistema do TCU no dia 15/12/2021, peça 287 nos autos deste Processo de Desestatização nº 008.845/2018-2.”

É o Relatório.

## VOTO

Conforme consignado no Relatório precedente, tratam os autos de Acompanhamento do processo de desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) delimitada pela Lei 14.182, de 12/7/2021, na qual foi convertida, com alterações, a Medida Provisória 1.031, de 23/2/2021.

2. Após pedido de vista formulado pelo eminente Ministro Vital do Rêgo na Sessão Extraordinária de Plenário de 15/12/2021, retornam os autos à este Tribunal de Contas da União (TCU) para apreciação definitiva da presente etapa processual, focada nas ações coordenadas pelo Ministério de Minas Energia (MME) para a definição das premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira desenvolvidas para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica, a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos às usinas hidrelétricas (UHEs) enquadradas no que dispõe o art. 2º da mencionada Lei 14.182/2021.

3. Destaque-se que o valor total adicionado aos referidos contratos (VAC) servirá de base para a definição dos pagamentos que, nos termos do art. 4º, incisos I e II, daquele mesmo diploma, deverão ser arcados pela empresa a título de depósito na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (inciso I) e de pagamento de bônus de outorga (inciso II).

4. Permito-me colacionar abaixo os dispositivos legais acima referenciados:

“Art. 2º Para a promoção da desestatização de que trata esta Lei, a União fica autorizada a conceder, pelo prazo previsto no § 1º do art. 1º desta Lei, contado da data de assinatura dos novos contratos, novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras, que:

I - tenham sido prorrogadas nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;

II - sejam alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009;

III – sejam alcançadas pelo disposto no § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015;

IV – tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004-Aneel-Eletronorte; e

V – tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 004/2004-Aneel-Furnas, especificamente para a UHE Mascarenhas de Moraes.

(...)

Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:

I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

II - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos das seguintes parcelas:

a) despesas relacionadas à revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, nos termos da alínea a do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;

b) despesas relacionadas ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, de acordo com o disposto na alínea b do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei;



c) despesas relacionadas aos projetos na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, nos termos da alínea c do inciso V do *caput* do art. 3º desta Lei; e

d) despesas para ressarcir o valor econômico do fornecimento de energia elétrica para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), conforme tratado no § 6º do art. 6º desta Lei;

III - a alteração do regime de exploração para produção independente, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inclusive quanto às condições da extinção das outorgas, da encampação das instalações e das indenizações; e

IV - a assunção da gestão do risco hidrológico, vedada a repactuação nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.”

5. Levantamento de dados realizado pela equipe de auditoria da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica) a partir de informações constantes dos autos e consolidado na tabela que segue transcrita a seguir, mostra que são vinte e duas as usinas hidrelétricas da Eletrobras enquadradas nas disposições do art. 2º da Lei 14.182/2021. Segue a relação dessas UHEs:

Usina	Subsidiária	Regime de exploração	Termo final da concessão vigente	Potência instalada (MW)
Boa Esperança	Chesf	Serviço público (cotas)	31/12/2042	237,3
Apolônio Sales (Moxotó)			31/12/2042	4.279,6
Paulo Afonso I			31/12/2042	
Paulo Afonso II			31/12/2042	
Paulo Afonso III			31/12/2042	
Paulo Afonso IV			31/12/2042	
Luiz Gonzaga (Itaparica)			31/12/2042	1.479,6
Xingó			31/12/2042	3.162,0
Funil			31/12/2042	30,0
Pedra			31/12/2042	20,0
Sobradinho				Serviço público (regime especial)
Coaracy Nunes	Eletronorte	Serviço público (cotas)	31/12/2042	78,0
Tucuruí		Serviço público	30/08/2024	8.535,0
Curuá-Una			08/05/2038	42,8
Corumbá I	Furnas	Serviço público (cotas)	31/12/2042	375,0
Estreito (Luís Carlos B. de Carvalho)			31/12/2042	1.050,0
Funil – RJ			31/12/2042	216,0
Furnas			31/12/2042	1.216,0
Marimbondo			31/12/2042	1.440,0

Porto Colômbia		31/12/2042	320,0
Itumbiara	Serviço público (regime especial)	26/02/2020	2.082,0
Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Serviço público	29/01/2024	476,0
<b>Total</b>			<b>26.089,6</b>

Fonte: Elaboração a cargo da própria SeinfraElétrica, com base nas informações da Nota Técnica nº 46/2021 (peça 144) elaborada pela Assessoria Especial de Assuntos Econômicos (ASSEC) do MME.

6. Informa a unidade instrutiva em seu Relatório de Acompanhamento que a potência instalada das usinas referidas no art. 2º da Lei 14.182/2021 é de 26.089,6 MW, ou seja, 91,67% da potência total instalada de usinas hidrelétricas geridas pelas empresas do Grupo Eletrobras (30.828,15 MW), segundo o Formulário de Referência 2021, p. 211-213, publicado pela estatal (<https://eletrobras.com/pt/ri/DemonstracoesFinanceiras/Formulario%20de%20Referencia%202021.pdf>).

7. Anta, Balbina, Barra do Rio Chapéu, Batalha, Curemas, João Borges, Manso, Gov. Jayme Canet Jr. (Mauá), Passo São João, Samuel, São Domingos, Serra da Mesa e Simplício são as hidrelétricas concedidas às empresas do Grupo Eletrobras que não são abrangidas pela Lei 14.182/2021.

8. A elevada representatividade, tanto em termos absolutos quanto relativos, da potência total instalada das vinte e duas usinas hidrelétricas da Eletrobras enquadradas nas disposições do art. 2º da Lei 14.182/2021 fundamentam uma das ressalvas feitas pela equipe técnica deste Tribunal de Contas da União (TCU) ao analisar as premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira desenvolvidas para calcular o chamado VAC, ou seja, o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica, tema ao qual me dedicarei mais adiante.

9. Por enquanto, ao tempo em que encerro esse breve resumo do tema em discussão nos presentes autos, ratifico, em essência, o exame técnico empreendido pela SeinfraElétrica, cujos argumentos e conclusões incorporo às minhas razões de decidir, sem prejuízo às ressalvas que buscarei fundamentar no decorrer deste Voto.

10. Também antecipo meu essencial alinhamento às pertinentes e substanciais preocupações aventadas pelo Ministério Público junto a este Tribunal de Contas da União (MPTCU), representado nestes autos pelo douto Procurador Rodrigo Medeiros de Lima (peça 249).

11. Outrossim, agradeço aos eminentes Ministros Benjamin Zymler e Jorge Oliveira as valiosas considerações que Suas Excelências fizeram chegar a meu Gabinete previamente à sessão Extraordinária do dia 15/12/2021, as quais por certo contribuíram para o aperfeiçoamento dos fundamentos e desfechos processuais que defendi naquela assentada e que ora ratifico com alguns ajustes. Informo que mantive neste Voto os esclarecimentos outrora apresentados em relação às considerações daqueles dois Ministros, visto que somente agora está sendo definitivamente apreciado o mérito das questões afetas a esta primeira fase processual.

12. Pelas mesmas razões, cabe esclarecer que repetirei essencialmente no presente Voto toda a argumentação que eu havia trago à apreciação de meus ilustres pares e da nobre representante do Ministério Público de Contas naquela Sessão Extraordinária de 15/12/2021. Acrescentarei, contudo, algumas ponderações e consequentes encaminhamentos adicionais baseados em fatos relevantes que chegaram a meu conhecimento após ter elaborado o Voto que vim a proferir naquela assentada.

– II –

13. O primeiro ponto que pretendo adentrar diz respeito à incompletude das informações prestadas pelo Poder Concedente, o que, segundo apontou a unidade instrutiva, inviabiliza uma análise

conclusiva sobre a desestatização em todos os seus aspectos, obstando, por conseguinte, o início da contagem do prazo normativo previsto no art. 9º da Instrução Normativa-TCU 81, de 20/6/2018, haja vista o disposto no § 1º desse mesmo artigo.

14. Referida incompletude de informações está detalhadamente descrita na Tabela 1 do Relatório de Acompanhamento da SeinfraElétrica (peça 234, p. 7-8) e deverá ser alvo de atenção por parte das autoridades competentes, cabendo repisar o entendimento que fiz constar do despacho de peça 97, encaminhado à Agência Nacional de Energia Elétrica (peça 98), à Eletrobras (peça 99), ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (peça 100) e ao Ministério de Minas e Energia (peça 107), com o alerta de que, “dada a complexidade e relevância nacional do processo de desestatização em comento, não serão relevadas no presente caso as regras estipuladas pela IN-TCU 81/2018, em especial por seu art. 9º, §§ 1º, 4º, 5º, 7º e 9º, relativamente a critérios de contagem de prazo para manifestação do TCU, assim como as hipóteses de suspensão desse prazo”.

15. Nessa mesma linha de raciocínio, embora tenha a equipe de fiscalização, “visando a um formalismo moderado e considerando o escopo do presente trabalho, [concluído que] a documentação encaminhada atende, de uma forma geral, às exigências específicas para a análise da matéria, não havendo prejuízo ao prosseguimento do feito” (peça 234, p. 9, item 45), convém ressaltar que essa conclusão não pressupõe eventual atendimento aos aspectos da tempestividade, completude e suficiência técnica do acervo documental apresentado a esta Corte de Contas acerca da desestatização da Eletrobras.

16. Em outras palavras, a inexistência de “prejuízo ao prosseguimento do feito” aventada pela SeinfraElétrica diz respeito, por óbvio, não aos procedimentos a cargo do Poder Executivo com vistas à desestatização propriamente dita, mas ao andamento deste TC 008.845/2018-2, no âmbito deste Tribunal de Contas, relativamente à presente fase processual, restrita a uma primeira e preliminar análise e submissão dos autos à deliberação deste Plenário.

17. O MPTCU também apresentou algumas ponderações acerca da incompletude documental em comento.

18. Na percepção do douto representante do *Parquet* especializado, “o modo escorreito para obtenção de razoável segurança acerca do valor presente que as novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica propiciarão às concessionárias (‘valor adicionado’), estimado pelo CNPE em R\$ 62,5 bilhões, consiste na análise individual dos estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e ambiental (incluídos os fluxos de caixa projetados com as receitas no regime de produção independente) de cada uma das vinte e duas usinas hidrelétricas alcançadas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021”, aplicando-se aos “casos em que a análise individual de concessões outorgadas simultaneamente seja entendida como dispensável ‘de acordo com os critérios de materialidade, relevância, oportunidade e risco’ (art. 2º, § 1º, *in fine*, da IN TCU 81/2018) (...) a técnica amostral de que trata o § 3º do art. 2º da IN TCU 81/2018, ao talante do Ministro Relator do processo” (peça 249, p. 7, itens 39 e 40).

19. Com base nesse entendimento, o Ministério Público de Contas sugere que seja expedida determinação ao MME para que “se abstenha de encaminhar, ao Tribunal de Contas, estudos de viabilidade antes que haja a devida documentação formal da análise e consolidação das contribuições recebidas em audiência pública, sob pena de reinício da contagem do prazo de análise tratado na IN TCU 81/2018” (peça 249, p. 8, item 47).

20. Compartilho, na íntegra, das preocupações do MPTCU acerca da necessidade de se buscar precificar da forma mais fidedigna possível o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica a serem celebrados entre a União e a Eletrobras.

21. Trata-se de premissa básica para atuação dessa Corte de Contas em defesa da boa e regular aplicação dos recursos públicos federais sob a ótica contábil, financeira, orçamentária, operacional e

patrimonial, recursos esses protegidos, entre outros, pelo princípio da indisponibilidade do interesse público, importante limite ao igualmente relevante poder discricionário atribuído a administradores públicos e governantes.

22. Creio, por outro lado, que a tramitação processual *sui generis* adotada neste TC 008.845/2018-2 – contemplando a presente apreciação prévia da matéria por parte deste Colegiado Pleno – possibilita que, em lugar da determinação proposta pelo ilustre representante do *Parquet* especializado, este Tribunal simplesmente exija do Poder Concedente, por enquanto, a adoção das providências necessárias à adequada quantificação do VAC, mais precisamente o saneamento das falhas de precificação até aqui apontadas pela SeinfraElétrica.

23. Com essas ponderações e sem prejuízo ao encaminhamento de determinações ou recomendações voltadas à correção das falhas de precificação apontadas nesta etapa processual, acolho a proposição da unidade instrutiva no sentido de se cientificar o MME quanto à necessidade de classificação, por parte dos órgãos gestores, das informações encaminhadas em cumprimento às disposições da IN-TCU 81/2018 pelo tipo de informação exigida em seus arts. 3º, 4º e 5º, conforme o caso, com a justificativa quanto ao não atendimento integral de algum desses dispositivos.

– III –

24. Também acolho a proposta de recomendação voltada à realização de estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário, tudo isso à luz das conclusões anteriormente expostas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na Nota Técnica de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas, Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada (contendo os benefícios potenciais com a modernização do parque hidrelétrico brasileiro), das incertezas associadas à aprovação ou não do projeto de modernização do setor elétrico e do eventual interesse da Eletrobras na realização desses estudos.

25. Apenas entendo não ser o caso – divergindo nesse ponto do MPTCU – de determinação, parecendo-me suficiente simplesmente expedir recomendação, cujo eventual não acolhimento, de todo modo, deverá ser devidamente justificado pelo Poder Concedente.

26. Peço vênia para não acolher as razões de divergência apresentadas pelo eminente Ministro Jorge Oliveira em relação a esse tema. Primeiro porque minha proposição não alberga a tese de Sua Excelência no sentido de que a viabilidade financeira a ser considerada não é apenas relacionada à capacidade de pagamento pelos estudos, mas sobretudo ao retorno econômico decorrente de eventual modernização das usinas.

27. Esclareço que minha proposta de recomendação – absolutamente alinhada na essência com as proposições da SeinfraElétrica e do MPTCU – está restrita à realização de estudos para definição de aproveitamentos ótimos, não havendo qualquer obrigatoriedade ou mesmo recomendação acerca da efetiva implementação das melhorias que porventura venham a ser aventadas quando da conclusão desses estudos.

28. Nesse ponto, em consonância com o art. 75-A, inciso II, do Decreto 5.163, de 30/7/2004, caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovar os estudos de aproveitamento ótimo, posicionando-se, inclusive, quanto à viabilidade econômica da implementação das melhorias sugeridas nesses estudos. E para que não restem dúvidas sobre isso, acrescento expressa previsão nesse sentido à proposta de recomendação em comento.

29. Faço também uma ressalva em relação à argumentação do nobre Ministro Jorge Oliveira no sentido de que, diante das características do setor elétrico, especialmente daquelas relacionados aos produtores independentes de energia, que produzem e comercializam energia por sua conta e risco, não seria forçoso concluir que esses agentes possuem, por natureza, interesse em ampliar seu lastro de energia para venda.

30. Inobstante a pertinente linha de raciocínio desenvolvida pelo nobre par, há hipóteses em que o aproveitamento ótimo de um reservatório não enseja necessariamente ampliação de lastro de energia para venda, não se mostrando, portanto, nesses casos, financeiramente atrativo para o concessionário promover qualquer investimento em busca de melhorias. Cite-se como exemplo a ocorrência de alívio de deplecionamento de reservatórios mediante implementação de determinadas medidas de repotenciação e modernização, ocasionando ganhos de eficiência energética para o sistema.

31. Considerando que no Ambiente de Contratação Livre (ACL) cada concessionária administra seu próprio risco, esse olhar de ganho de eficiência sistêmica geralmente acaba sendo ignorado, trazendo prejuízo aos consumidores. Nesses casos, somente a obrigatoriedade quanto à realização de estudos para definição do aproveitamento ótimo garantirá que se possa vir a ter o ganho de eficiência sistêmica ora utilizado como exemplo.

32. Por essas razões, peço vênias ao eminente Ministro para manter, em essência, minha proposição inicial.

– IV –

33. No que tange ao valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, ele foi estabelecido por meio da Resolução-CNPE nº 15, de 31/8/2021, no valor de R\$ 62.479.656.370,10, tendo o Ministério de Minas e Energia apresentado os cálculos, as premissas e os valores detalhados na peça 144 (NT nº 46/2021/ASSEC), a qual tem como anexo a planilha com a modelagem econômico-financeira realizada para obtenção do valor adicionado à Eletrobras pelos novos contratos de concessão.

34. A metodologia adotada pelo MME e pelo Ministério da Economia para precificar o valor adicionado das usinas hidrelétricas que serão recontratadas foi o fluxo de caixa descontado, que utilizou valores em moeda constante na data-base de janeiro de 2022. O objetivo foi avaliar qual a diferença de valor que seria adicionado ao contrato dessas UHEs sob o regime de produção independente de energia (PIE) em relação às suas concessões atuais, no formato de cotas.

35. Assim, dadas as diversas premissas legais, econômicas e setoriais, foi estimado o valor presente líquido incremental das novas concessões frente às antigas e calculado o desembolso à CDE que faria com que esse valor presente líquido incremental fosse zerado. Isso significa que, dada uma taxa de remuneração regulatória definida em 7,31%, o valor dos dispêndios previstos na Lei 14.182/2021 se igualaria ao incremento de valor dos novos contratos, sem alterar o equilíbrio financeiro teórico desses contratos da estatal, mas ampliando a liberdade de comercialização da Eletrobras privatizada.

36. Dos R\$ 62.479.656.370,10 definidos pela Resolução-CNPE nº 15/2021, deverá ser deduzido o valor de R\$ 2.906.498.547,37 relativo ao reembolso pelas despesas comprovadas com aquisição de combustível (dedução da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC) incorridas até 30/6/2017 pelas concessionárias que foram controladas pela Eletrobras e que tenham sido comprovadas, porém não reembolsadas, por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei 12.111, de 9/12/2009.

37. Do saldo restante (R\$ 59.573.157.822,73), de acordo com o inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, 50% (R\$ 29.786.478.912,00) deverá ser pago pela Eletrobras à CDE, havendo ainda a previsão de destinação de recursos para as seguintes finalidades:

a) Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba, ao qual deverão ser destinados R\$ 350 milhões por ano, ao longo de dez anos, conforme art. 6º da Lei 14.182/2021;



b) desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal para redução estruturante dos custos de geração de energia e para navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins, para o que foram previstos, nos termos do art. 7º da Lei 14.182/2021, R\$ 295 milhões por ano, ao longo de dez anos;

c) implementação de Programa de Revitalização dos Recursos Hídricos das Bacias Hidrográficas na área de influência das usinas hidrelétricas de Furnas, no qual deverão ser aplicados R\$ 230 milhões por ano, ao longo de dez anos, por força do art. 8º da Lei 14.182/2021;

d) disponibilização, pelas concessionárias de geração localizadas na bacia do Rio São Francisco, do montante anual de 85 megawatts-médios (MWmed) pelo prazo de vinte anos, pelo preço de R\$ 80,00 por megawatt-hora (MWh), ao Operador do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), disponibilização esta cujo custo, trazido a valor presente pela taxa de remuneração real de 7,31%, totaliza R\$ 509.563.867,00, representado pela diferença entre os valores de mercado e o valor subsidiado de R\$ 80/MWh;

e) pagamento do valor remanescente (R\$ 23.218.488.755,00) pela Eletrobras ou suas subsidiárias para o Tesouro Nacional, a título de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão.

38. Ao analisar a modelagem adotada, a SeinfraElétrica verificou que o MME utilizou as premissas legais, quando disponíveis, criadas principalmente pela Lei 14.182/2021 e pela Lei 13.182, de 3/11/2015, que institui o Fundo de Energia do Nordeste e o Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste.

39. Para os demais critérios necessários a esse cálculo, foram adotadas as premissas apresentadas na Nota Técnica nº 46/2021/ASSEC-MME (peça 144), as quais, após detalhado exame a cargo da equipe técnica da Secretaria do TCU, foram alvo de algumas críticas e ressalvas por parte da referida equipe, algumas delas imediatamente reconhecidas pelo MME, que, por intermédio de sua Secretária Executiva, comprometeu-se formalmente, nos termos do Ofício nº 424/2021/SE-MME (peça 197), a fazer os devidos ajustes, o que será verificado quando da próxima apreciação deste TC 008.845/2018-2 por este Tribunal de Contas.

40. Com esses ajustes, especialmente considerando a extensão de prazo relacionada à repactuação do risco hidrológico, reduz-se em aproximadamente nove por cento a estimativa de Valor Adicionado aos Contratos (VAC). Segundo planilha encaminhada pelo MME (peça 199), os novos valores propostos seriam:

a) VAC: redução de R\$ 62.479.656.370,10 para R\$ 56.860.677.918,77;

b) CDE: redução de R\$ 29.786.478.912,00 para R\$ 26.977.089.685,88; e

c) bônus de outorga: redução de R\$ 23.218.488.755,00 para R\$ 20.344.200.523,26.

41. Quanto às demais críticas e ressalvas feitas pela unidade instrutiva em relação às premissas de cálculo apresentadas na Nota Técnica nº 46/2021/ASSEC-MME, pretendo abordar algumas delas mais adiante, mas não sem antes apresentar algumas – a meu ver essenciais – ponderações a respeito do cenário em que se pretende levar adiante a desestatização em tela.

– IV.1 –

42. Registro, de início, minha preocupação em relação ao modo com que está sendo levada a termo essa privatização. E assim o faço não por me opor a esse tipo de medida. Ao contrário.

43. Tive o privilégio de acompanhar com admiração inúmeras privatizações havidas na Alemanha à época em que lá residi, o que me serviu de exemplo de desestatizações bem sucedidas sob a ótica dos principais interessados: poder público, iniciativa privada e consumidores.

44. Muito há o que ser aprendido lá como modelo para o Brasil, a começar pela escolha do que será privatizado inicialmente. Enquanto em nosso país os empreendimentos mais rentáveis têm sido os primeiros a ser desestatizados, restando pouco ou nenhum interesse em relação aos demais – veja-se o caso dos aeroportos brasileiros –, na Alemanha, ao menos no que tange às privatizações que pude acompanhar, foi adotado rito absolutamente contrário.

45. Também merecem destaque naquele país europeu (i) o respeito, por todos os interessados, ao tempo de maturação do processo de privatização, (ii) o incentivo à ampla e efetiva participação dos interessados e (iii) a harmonização – provavelmente como consequência lógica das outras duas primeiras características – entre a desestatização que se pretende levar adiante e outros interesses nacionais.

46. Infelizmente, no Brasil, nenhuma dessas boas práticas alemãs tem se mostrado presente.

47. Em relação à desestatização objeto deste TC 008.845/2018-2, por exemplo, representantes de alguns setores (peças 269, 271, 273 e 278) questionam a lisura de determinados procedimentos a cargo do Poder Concedente e dos demais órgãos e entidades envolvidos, que parecem desconsiderar relevantes propostas de mudança regulatória que estão em discussão, assim como etapas tidas como importantes e necessárias para o adequado trâmite da privatização em foco.

48. Especial destaque foi dado por alguns desses setores a possíveis falhas na condução da Consulta Pública 48/2021 por parte da agência reguladora.

49. Quanto a propostas legislativas de mudança regulatória que estão em discussão, as quais estariam sendo ignoradas no curso da privatização da Eletrobras, foi citado em especial o Projeto de Lei (PL) nº 414/2021, originário do Projeto de Lei do Senado Federal nº 232/2016 e destinado a promover alterações em diversos dispositivos legais relacionados ao setor elétrico tendo, entre outras finalidades, a de “aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre”.

50. Informe-se que referido PL teve, este ano, razoável movimentação na Câmara dos Deputados, a última delas em 5/10/2021, quando houve a designação de relator no âmbito do Plenário daquela Casa Legislativa, Deputado Fernando Coelho Filho (DEM-PE) (<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2270036>).

51. Mencione-se, ainda, o PL 1.917/2015, que dispõe, entre outros pontos, sobre “as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica” ([https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop\\_pareceres\\_substitutivos\\_votos?idProposicao=1307190](https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_pareceres_substitutivos_votos?idProposicao=1307190)).

52. O último andamento desse projeto de lei ocorreu em 14/12/2021 – véspera da derradeira apreciação deste TC 008.845/2018-2 por este Colegiado Pleno do TCU –, quando a Comissão Especial destinada a proferir parecer sobre o dito PL 1.917/2015 concluiu pela constitucionalidade, juridicidade e adequação à técnica legislativa do substitutivo adotado naquela mesma data (14/12/2021).

53. Também a Aneel tem dedicado especial atenção à modernização do setor elétrico, conforme se verifica, por exemplo, nos procedimentos por ela adotados com vistas à Revisão da Resolução Normativa nº 697/2015, que regulamenta a prestação e remuneração de serviços ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN), assim denominados os serviços complementares necessários ao funcionamento dos serviços básicos do aludido sistema, quais sejam, geração, transmissão, distribuição e comercialização.

54. Para isso, a citada agência reguladora aprovou, curiosamente também na véspera da derradeira apreciação deste TC 008.845/2018-2 por este Colegiado Pleno do TCU, ocorrida em 15/12/2021, a abertura da Consulta Pública nº 83/2021 para debater o relatório de análise de impacto regulatório e a revisão da aludida Resolução Normativa nº 697/2015.

55. A atenção da Aneel para a eminente e significativa alteração do marco regulatório do setor elétrico se evidencia na própria agenda dessa instituição para 2022 e 2023 ([https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aprt20216705\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aprt20216705_2.pdf)), agenda essa que contempla temas relacionados desde a revisão do cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) até a valorização das linhas de transmissão, que cresce com o advento das usinas híbridas – possibilidade, aliás, viável no bojo das concessões da Eletrobras a serem recontratadas com base no art. 2º da Lei 14.182/2021 sem, contudo, ter sido essa fonte adicional de receita incluída no cálculo do valor que será adicionado aos novos contratos.

56. Menciono, ainda, iniciativa do MME materializada na recém lançada Consulta Pública nº 118, de 21/01/2022, no âmbito da qual foi divulgado o relatório produzido pela EPE contemplando Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico, questão diretamente ligada à precificação de carbono, prática adotada pelos países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e certamente de grande interesse da Eletrobras, cujo portfólio de geração renovável é da ordem de 94%.

57. Tais iniciativas voltadas a promoção de alterações legislativas e normativas por certo têm razão de ser nas cada vez mais significativas modificações havidas no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) nas últimas décadas em decorrência do crescimento das fontes de energias renováveis variáveis (ERVs), da digitalização das redes e dos sistemas, da escassez de oferta de energia hidrelétrica e de outras fontes de geração convencional frente ao aumento de demanda e até mesmo das mudanças climáticas.

58. De acordo com o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 006/2019-SRG/Aneel, “A matriz elétrica brasileira tem passado por transformações marcadas pela redução da regularização dos reservatórios de usinas hidrelétricas e forte penetração de fontes renováveis com geração intermitente concentradas em regiões geoeletricas específicas, especialmente na região Nordeste. Esse movimento conduz à necessidade de prestação de serviços ancilares ao sistema elétrico que venham a compensar as variações das grandezas elétricas, cujos padrões não sejam atendidos pela produção energética programada.” ([https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p\\_auth=Mje0E5ru&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3396&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios?p_auth=Mje0E5ru&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3396&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica)).

59. Nesse cenário de grandes transformações, as usinas hidrelétricas assumem preponderante papel sob a ótica da regulação, acompanhamento de carga e planejamento para o enfrentamento de oscilações sazonais de geração, sendo consideradas por especialistas do setor, em conjunto com as linhas de transmissão que integram nosso país de dimensões continentais, instrumento ótimo de sustentação para a transição energética.

60. Paralelamente a isso, e não menos importante, há a necessidade de regulação quanto ao uso dos reservatórios dessas hidrelétricas com vistas a assegurar máxima eficiência, não somente aos usos múltiplos da água, mas também à transição energética ora em curso, cabendo frisar que o Brasil encontra-se atualmente em condição privilegiada no cenário mundial para levar adiante essa transição, haja vista dispor de grande capacidade de armazenamento de energia potencial em reservatórios d’água, 50% deles, aproximadamente, sob concessão da Eletrobras.

61. O Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina), admitido nestes autos como *amicus curiae* e representado pela Dra. Clarice Campelo de Melo Ferraz – a quem novamente cumprimento e agradeço pelas relevantes contribuições apresentadas –, trouxe importante e fundamentada reflexão sobre o tema, a qual me permito colacionar abaixo:

**“(…) A Eletrobras controla ativos estratégicos dos pilares de sustentação para a transição energética: os reservatórios e as linhas de transmissão. Sua gestão será determinante para a garantia do abastecimento e para evitar choques tarifários.**

(…)

Urge destacar as graves consequências que o desconhecimento dos processos de reformas de mercados de eletricidade acarreta, onde tais processos são mal estruturados. A análise dos processos de reforma de mercados iniciados há 30 anos (inglês, europeu, californiano, entre tantos outros), visando maior abertura para a concorrência, mostra que há uma ordem a ser seguida para que seja garantida a segurança de abastecimento. Primeiro deve se definir o marco regulatório, pois é ele quem determina as regras do setor e o papel – direitos e obrigações – dos agentes. **Este conjunto de regras claramente definidas por arcabouço legal previamente instituído é que irá determinar o valor dos ativos existentes. Somente depois de bem estabelecido o marco regulatório setorial entra em discussão a ocorrência de eventuais privatizações. Desestatização e mudança de marco regulatório não são ações a serem feitas em paralelo.** Existe ampla literatura sobre o tema, baseada nas experiências de reformas de mercados de eletricidade realizadas nos anos 1990. Destacamos alguns importantes autores que discutiram o tema em diversas publicações. Jamasb<sup>1</sup> (Copenhagen Business School) nos mostra que as reformas do setor elétrico em vários países variam de acordo com a disponibilidade de seus recursos e seus contextos políticos, econômicos e institucionais. No entanto, apesar da multiplicidade de combinações possíveis, uma espécie de rota seria estabelecida, quanto à ordem das etapas necessárias para abrir um mercado de energia elétrica à concorrência. O autor apresenta as principais etapas na seguinte ordem:

- (i) Estabelecimento do quadro legal e regulamentar;
- (ii) Reestruturação do setor - reorganização das atividades e atores do setor;
- (iii) Desestatização de empresas públicas, quando for desejável.

O Professor emérito David Newbery, um dos maiores especialistas sobre o tema, é categórico sobre essa questão. Ele é Diretor do Grupo de Política Energética da Universidade de Cambridge, ex-membro da Comissão de Concorrência e presidente do Comitê de Vigilância do Mercado de Eletricidade da Holanda, ex-presidente da Associação Internacional de Economistas da Energia, membro do Fundo da Rede de Baixo Carbono de Ofgem e recente conselheiro sobre Reforma do Mercado de Eletricidade para o Comitê Seletor da Câmara dos Comuns sobre Mudanças Climáticas.

Newbery também argumenta que **a ordem com que são feitas as reformas de mercado são essenciais para seu sucesso.** Segundo ele, as privatizações nunca podem preceder a separação das atividades e a corporatização das empresas produtoras, redes nacionais e distribuidoras. Assim, as privatizações, que envolvem mudanças significativas tanto na estrutura de propriedade dos ativos do setor quanto no poder de mercado, só podem ser realizadas quando a estrutura de governança do setor estiver bem estabelecida. Isso é ainda mais verdadeiro se o setor estiver passando por uma transformação na escala da atual transição energética.<sup>2</sup>

(…)

Diversos estudos desenvolvidos pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) dos Estados Unidos da América que, há mais de 30 anos, se dedica a estudar as novas fontes de geração de eletricidade e sua integração no sistema elétrico, mostram que a diversidade geográfica é uma grande aliada. Quanto maior o território coberto por um sistema elétrico, menor é a variabilidade associada às ERVs. Como a geração se dá localmente, a rede pode alimentar o sistema com novas fontes de geração oriundas de outras localidades, em caso de ausência de geração em determinada região. Além disso, a integração de largos territórios permite o melhor aproveitamento das

---

<sup>1</sup> Jamasb, “*Between the state and the market: Electricity sector reform in developing countries*”, Utilities Policy, nº 14, 2006, p. 14-30

<sup>2</sup> Breve discussão se encontra disponível em Ferraz, 2020. « *Les difficultés des réformes des marchés électriques : le Brésil, de l'essor industriel à la transition énergétique* » *Entreprises et histoire* 2020/2 (nº 99), pages 53 à 65.

complementaridades diárias e sazonais que frequentemente acontecem entre disponibilidade de recursos eólico e solar *etc.* Assim, **a existência de linhas de transmissão que integrem diferentes regiões mostra-se uma alternativa muito mais barata do que os sistemas de estocagem de eletricidade – em particular, as baterias.**

Outro elemento importante para a garantia da segurança de abastecimento é a flexibilidade do próprio parque gerador. Essa flexibilidade inclui a possibilidade de o gerador entrar em operação, aumentando ou reduzindo sua produção, conforme a oferta de eletricidade. Essa capacidade de adaptação à carga e às oscilações de frequência é muito importante, pois pode haver grande variabilidade da geração a partir das ERVs. A quantidade de energia inercial dos geradores a partir de fontes tradicionais também é importante.

A estocagem, ou armazenamento, de energia é outro importante elemento de flexibilidade sistêmico para o setor. Sistemas de armazenamento de energia podem assumir diversas funções, dentre elas a regulação das redes, o acompanhamento da curva de carga diária ou, ainda, atuarem como fonte de flexibilidade para adicionar ou retirar (armazenar) energia do sistema quando houver pouco ou excesso de geração de eletricidade a partir de fontes de ERVs. Existem diversas formas de estocagem, desde reservatórios das centrais hidrelétricas até utilização de baterias. Em grandes sistemas, a necessidade de armazenamento depende da quantidade de ERVs e de sua integração geográfica, entre outros fatores. **A melhor fonte, em termos de tempo de resposta e de menor custo, são as centrais hidrelétricas com reservatórios, que são a única tecnologia capaz de exercer as funções de regulação, acompanhamento de carga e planejamento para o enfrentamento de oscilações sazonais de geração.**

Os resultados dos principais estudos sobre como realizar a integração física de maior participação da ERV, segundo Koproski (2017) e SEAM (NREL)<sup>3</sup>, mostram que os planejadores devem tentar coordenar suas operações visando o compartilhamento de recursos ao longo do sistema; e expandir a capacidade de transmissão para remover gargalos e restrições à integração de mais ERV. Por último, **são apontados mecanismos de mercado para melhorar a precificação e incentivar a adição de flexibilidade ao sistema. Os reservatórios são, portanto, remunerados por sua função de armazenamento de eletricidade – sua capacidade de equilibrar o sistema.**

(...)

Os recentes eventos meteorológicos extremos impactam severamente o potencial hidrelétrico dos reservatórios tanto em período de escassez de chuva como em períodos de enchentes. Os conflitos entre os usos múltiplos da água crescem e tendem a se agravar. A gestão e a valoração econômica dos reservatórios hidrelétricos estão sendo rediscutidas em diversos países, como os EUA, a Suíça e a China. O sexto relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) faz um chamamento ao planejamento para lidar com maiores períodos de seca, maiores temperaturas e eventos climáticos extremos. **Os reservatórios, se geridos de forma coordenada, servem para a regularização dos cursos d'água, para constituir estoques de água doce e, ainda, como importante fonte de geração flexível – capaz de compensar as oscilações relacionadas às novas fontes de energias renováveis variáveis. Dessa forma, os reservatórios contribuem para a modicidade tarifária e para a segurança de abastecimento, além de constituir parte importante das estratégias de mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Caso sejam vistos como simples usinas de KWh, e geridos de forma individualizada, deverão apenas agravar os problemas mencionados.**” (peça 278)

62. Resta evidente, à luz desses argumentos, a importância das concessões de transmissão e de geração hidrelétrica sob responsabilidade da Eletrobras, o mesmo podendo ser dito em relação à necessidade de regulação quanto ao uso desses ativos com vistas a assegurar máxima eficiência, não somente aos usos múltiplos da água, mas também à transição energética ora em curso rumo à descarbonização das fontes de fornecimento de energia.

<sup>3</sup> NREL, Interconnections Seam Study, <https://www.nrel.gov/analysis/seams.html>



63. Em respaldo a essa preocupação e valendo-me mais uma vez das relevantes contribuições prestadas pelo Instituto Ilumina, ressalto que o Brasil, juntamente com o Canadá, China, Estados Unidos da América (EUA), Noruega, Suécia, Índia, Rússia e Venezuela, é um dos maiores geradores de energia hidráulica do planeta, sendo que, independentemente de correntes ideológicas e políticas, nenhum dos países com matriz energética majoritariamente hídrica abdicou do controle estatal dessa energia. No caso dos EUA, em especial, 67% de sua capacidade de geração hidráulica de reservatórios está nas mãos do Exército, por ser considerada questão essencial para a segurança nacional.
64. Nessas circunstâncias, tenho por deveras temerária a decisão de abdicar do controle estatal sobre as vinte e duas concessões de geração hidrelétrica abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021 sem que, ao menos, sejam previamente estabelecidas normas gerais de regulação e regras específicas contratuais que assegurem ao Estado brasileiro a preservação dos benefícios que essas UHEs propiciam em termos de regulação, acompanhamento de carga e planejamento para o enfrentamento de oscilações sazonais de geração.
65. Não pretendo aqui questionar a decisão dos Poderes Legislativo e Executivo em relação ao futuro da Eletrobras. Sempre me pautei pela rigorosa observância aos limites constitucionais de atuação desta Corte de Contas e não seria agora que agiria de modo diverso.
66. Na verdade, as ressalvas ora apresentadas objetivam exclusivamente chamar a atenção das autoridades competentes para importantes particularidades da desestatização em comento, cuja influência sobre as mais diversas variáveis do sistema elétrico brasileiro será não somente enorme, como também longa.
67. Por outro lado, não me furtarei ao dever de zelar pela boa e regular aplicação dos recursos públicos federais em tela, aqui materializados no valor patrimonial da empresa que se pretende desestatizar.
68. Feitas – por dever de consciência – essas considerações, passo a tratar das principais críticas e ressalvas feitas pela unidade instrutiva em relação às premissas de cálculo apresentadas na Nota Técnica nº 46/2021/ASSEC-MME.

#### IV.2 –

69. A primeira dessas críticas diz respeito à metodologia utilizada para cálculo das novas garantias físicas das UHEs em comento, para a qual não foram revisados parâmetros importantes como (i) série de vazões dos empreendimentos, (ii) usos consuntivos da água e (iii) aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), sendo que para este último parâmetro – aversão a risco nos modelos – foram atualizados apenas os níveis de volume mínimo operativo (VminOp), aprovados pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).
70. De acordo com a unidade instrutiva, os dois primeiros desses parâmetros de entrada para cálculo da garantia física das usinas são de responsabilidade da Agência Nacional de Águas (ANA), estando o terceiro sob responsabilidade do MME, não tendo sido qualquer deles disponibilizado a tempo de ser usado pela EPE nos cálculos, o que dá ensejo ao risco de que a garantia física desses empreendimentos esteja superdimensionada. Em outras palavras, essas UHEs podem não ter a capacidade de geração de energia que lhes está sendo atribuída.
71. Havia uma expectativa de que a referida agência reguladora fornecesse esses dados para a revisão ordinária de garantias físicas das usinas hidrelétricas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) prevista para 2022. Ocorre que futuras revisões de garantia física estarão limitadas pelo Decreto 2.655, de 2/7/1998, mais precisamente por seu art. 21, § 5º, do qual se depreende que, para as usinas hidrelétricas participantes do MRE, as reduções de garantia física não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo,

a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

72. Como resultado dessa limitação, vale citar o risco de que os empreendimentos em tela permaneçam com suas capacidades de geração de energia superestimadas por mais trinta anos.

73. A conclusão da SeinfraElétrica sobre esse achado é no sentido de que, “a despeito dos riscos mencionados, o processo de recálculo de garantias físicas envolve atividades que fogem ao escopo do presente trabalho e que poderiam demandar um prazo incompatível com o cronograma de privatização da Eletrobras, motivo pelo qual se entende pela inviabilidade de providências relacionadas ao assunto” (peça 234, p. 22-23, item 135).

74. Concordo plenamente que seria inviável adotar providências relacionadas a esse tema dentro do cronograma de desestatização pretendido pelo Poder Executivo. Por outro lado, não creio que a observância a esse ou outro cronograma de governo possa ser seguido ou imposto às cegas, parecendo-me imprescindível que seja devidamente motivada pelas autoridades competentes toda e qualquer preferência cronológica dada à desestatização em tela em detrimento de oportunidades de melhoria e de retificação de falhas tecnicamente apontadas como pertinentes.

75. O Ministério Público de Contas também teceu pertinentes críticas à metodologia utilizada para cálculo das novas garantias físicas das UHEs alcançadas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, sugerindo, ao final, o encaminhamento de recomendação ao MME e à EPE para que complementem os cálculos registrados no “Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia” (peça 204 deste processo), passando a considerar valores atualizados para: (i) série de vazões dos empreendimentos; (ii) usos consuntivos da água; e (iii) parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR).

76. A meu ver, diante dos argumentos desenvolvidos acima, em especial do risco de que os empreendimentos em tela permaneçam com suas capacidades de geração de energia superestimadas por mais trinta anos, reputo pertinente acolher a proposta do *Parquet* especializado.

77. Em reforço a esse encaminhamento, lanço mão do seguinte excerto do parecer da SeinfraElétrica, no qual se menciona algumas das consequências desse descasamento entre garantias físicas e respectivas capacidades de geração:

“130. Ressalta-se que já é um problema conhecido do setor elétrico brasileiro que as garantias físicas de muitas hidrelétricas estão superestimadas. Tal problema traz consequências sistêmicas, pois majora indevidamente a capacidade produtiva de energia, trazendo erros aos modelos computacionais de previsão de geração e de necessidade de expansão do parque gerador. Ademais, afeta diretamente as hidrelétricas, ao provocar uma produção média inferior ao esperado e consequente necessidade de compra de energia a PLD, aumentando o risco dos geradores hidráulicos não cotizados.

131. Com a adequação nas GFes [garantia física de energia] das usinas da Eletrobras, o sistema passará a ter o total de garantia física mais próximo à capacidade de geração real, mitigando os problemas citados.” (peça 234, p. 22)

78. Ademais, convém mencionar que o superdimensionamento de garantias físicas em relação à real capacidade de geração de energia tornou-se especialmente prejudicial ao equilíbrio do setor elétrico a partir de 2014, pois as sucessivas crises hidrológicas havidas desde então têm resultado em saldos anuais sempre negativos entre a soma energia gerada pelas hidrelétricas e a soma das suas garantias físicas. Com isso, as usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia não têm conseguido compensar entre si as diferenças existentes entre suas respectivas gerações e garantias físicas, restando-lhes como opção, para conseguirem honrar seus contratos, a compra de energia a preços maiores no ambiente de contratação livre.

79. Nesse cenário, torna-se ainda mais grave abdicar de uma consistente atualização das garantias físicas das usinas da Eletrobras que serão recontratadas com base no art. 2º da Lei 14.182/2021, o que levaria essas usinas – que somam aproximadamente 50% dos reservatórios de hidrelétricas do país – a ficarem limitadas, por mais trinta anos, em termos de revisão dessas garantias, aos percentuais máximos definidos no art. 21, § 5º, do Decreto 2.655/1998.

80. Ainda em reforço à recomendação ora sugerida, convém informar que, dos três parâmetros cuja atualização foi apontada como relevantes pelo Ministério Público de Contas, já se encontram devidamente atualizados os dois sob responsabilidade da ANA – (i) série de vazões dos empreendimentos e (ii) usos consuntivos da água –, temas objeto das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela referida agência reguladora em 23/8/2021, apenas quatro dias após a EPE ter concluído o estudo EPE-DEE-RE-086/2021-r0 (peça 204) com a metodologia de cálculo e o resultado das novas garantias físicas para as UHEs da Eletrobras que terão um novo contrato de concessão celebrado.

81. Diante disso, ao menos em relação a esses dois parâmetros recentemente atualizados pela ANA não vislumbro razões para que eles deixem de ser sopesados de imediato para recálculo das garantias físicas em comento, devendo o MME justificar eventual impossibilidade de se fazer o mesmo em relação ao parâmetro de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação.

82. Ademais, considerando que somente esse parâmetro de aversão a risco permanece com possibilidade de não vir a ser implementado de imediato, acolho uma das sugestões apresentadas pelo eminente Ministro Jorge Oliveira em relação ao tema em comento, qual seja, aquela voltada à exclusão da recomendação que este relator pretendia dirigir ao MME para que essa pasta ministerial avaliasse se realmente seria oportuno e conveniente abrir mão, por mera questão de priorização do cronograma traçado para os procedimentos de desestatização em curso, da possibilidade de que, se vierem a ser firmados somente após atualização de dados destinados a subsidiar a revisão ordinária de garantias físicas das usinas hidrelétricas do MRE prevista para 2022, os novos contratos que se pretende celebrar com amparo no art. 2º da Lei 14.182/2021 possam ter definitivamente solucionado, a depender a amplitude que seja adotada nessa atualização de dados, o problema de descasamento entre as garantias físicas que lhes são atribuídas e as respectivas capacidades reais de geração de energia.

83. Por outro lado, mantenho a recomendação proposta pelo *Parquet* especializado para que o MME complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR).

84. Obviamente, dado o caráter sugestivo da proposição, poderá a unidade jurisdicionada decidir, de maneira devidamente fundamentada, pelo não acolhimento da recomendação.

– IV.3 –

85. Outro ponto criticado tanto pela equipe técnica da Secretaria deste Tribunal quanto pelo MPTCU diz respeito à utilização da Curva *Forward* da plataforma Dcide como referencial de preços de curto prazo para a venda de energia no ambiente de contratação livre.

86. Segundo foi pontuado no Relatório de Acompanhamento de peça 234 (p. 23, item 142), “Como os contratos de comercialização no ambiente livre são sigilosos e apenas as partes envolvidas sabem de fato o preço de venda da energia, as referências de preços inseridas no sistema [utilizado pela consultoria Dcide] são meramente declaratórias, sem comprovação efetiva da veracidade dos valores.”

87. Some-se a isso a volatilidade desses valores, tendo a SeinfraElétrica citado como exemplo o fato de que a expectativa da Dcide para o preço da energia ao longo dos próximos quatro anos ter recuado 20% em uma única semana, sem que tenha havido alteração relevante de fatores estruturantes no setor.

88. Nessas circunstâncias, dada a volatilidade dos valores de energia projetados pela Dcide e a dependência deles em relação a declarações de agentes do setor, concluiu a unidade instrutiva haver risco de serem utilizadas, no cálculo do bônus de outorga, variáveis não representativas da expectativa média de mercado e que, por conseguinte, podem não espelhar uma linha de tendência no curto prazo.
89. Isso se torna ainda mais preocupante se for considerado que o referencial de preço em comento está sendo usado para valoração de um bem que não passará por licitação.
90. Por outro lado, reconheceu a equipe técnica que o mercado de curto prazo apresenta volatilidade intrínseca, constatável independentemente da fonte de informações escolhida, e que os valores da curva Dcide se mantiveram estáveis por vários meses, no patamar de R\$ 233,00/MWh, o que lhes possibilita serem aceitos, de uma forma minimamente confiável, como parâmetro de preço de curto prazo da energia elétrica.
91. Eis as conclusões da unidade técnica especializada acerca do tema:
- “154. Como o preço de curto prazo adotado pelo MME foi derivado dessa janela de tempo em que os valores da Dcide se mostraram mais estáveis, foi afastada a instabilidade indesejável a que se sujeita a curva divulgada pela consultoria. Desse modo, entende-se razoável a adoção valor de R\$ 233,00/MWh como parâmetro de preço de curto prazo na modelagem econômico-financeira.
155. Por outro lado, não se constata a mesma estabilidade nos valores mais recentes da curva da Dcide, uma vez que no período de junho a setembro de 2021 estavam no patamar de R\$ 239,15/MWh e em 5/9/2021 recuou, repentinamente, para R\$ 191,46/MWh.
156. Caso tivessem sido utilizados esses valores mais recentes da curva da Dcide, o MME poderia estar considerando preços influenciados pela instabilidade em questão. Para mitigar esse risco no âmbito da precificação de novos contratos de outorga, propõe-se recomendar ao MME que fixe sua referência no valor inicialmente adotado, de R\$ 233,00/MWh.” (peça 234, p. 25-26)
92. A exemplo do *Parquet* especializado, compartilho das preocupações da SeinfraElétrica em relação à adoção da curva Dcide como referencial para o preço da energia no curto prazo (mercado *spot*), o que somente se mostrou minimamente aceitável por seus preços terem se mantido estáveis por vários meses, no patamar de R\$ 233,00/MWh.
93. Ocorre que o MME, depois de concluída a etapa de instrução do presente feito, veio aos autos (peça 247) solicitar a este Tribunal que leve em consideração, na modelagem econômico-financeira relativa ao valor a ser adicionado aos novos contratos de concessão da Eletrobras, alguns parâmetros mais atualizados, entre eles a referida curva Dcide, estando os demais relacionados ao custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) e aos custos de operação, manutenção e investimento.
94. Após reuniões feitas entre minha assessoria, a equipe técnica da SeinfraElétrica e representantes do MME, cheguei à conclusão de que, inexistindo excessivo lapso temporal entre a data-base das premissas adotadas para cálculo do chamado VAC resultante da recontração de usinas da Eletrobras e o envio da correspondente documentação para este Tribunal, não haveria razão para que, depois de ter sido concluída ampla – e, no caso da desestatização da Eletrobras, especialmente complexa – análise técnica e econômico-financeira a cargo do corpo técnico desta Casa acerca desta desestatização, fosse o Poder Concedente autorizado a promover, inexistindo motivo relevante que o justifique, atualização de parâmetros isolados de precificação sem que haja uma reanálise global da matéria por parte daquele mesmo corpo técnico.
95. Essa preocupação adquire maior relevo se considerarmos a ponderação feita pela unidade instrutiva no sentido de que “o valor da energia é uma das premissas mais sensíveis do modelo em análise, sendo que pequenas variações podem alterar em bilhões de reais o valor acrescentado a cada um dos novos contratos” (peça 234, p. 25, item 150).

96. Diante disso, em despacho datado de 1º/12/2021 (peça 258), decidi diligenciar o MME com vistas ao saneamento dos autos, tendo a aludida unidade jurisdicionada, por meio do Ofício nº 539/2021/SE-MME (peça 261), formalizado sua desistência em relação ao pedido em comento, tendo ainda prestado outros esclarecimentos por mim solicitados acerca de temas aos quais me dedicarei mais adiante.

97. Destarte, considerando a informação prestada pelo Poder Concedente no sentido de que “não será necessário proceder com a atualização dos parâmetros empregados no cálculo do valor adicionado pelos novos contratos de concessão das UHEs da Eletrobras” (peça 261, p. 1, item 4), retomo minha convicção, na linha dos pareceres precedentes (peças 234 e 249), no sentido de que, em face da volatilidade intrínseca ao mercado de curto prazo, constatável independentemente da fonte de informações escolhida, e considerando que os valores da curva Dcide se mantiveram estáveis por vários meses, no patamar de R\$ 233,00/MWh, mostra-se possível aceitar essa curva, de uma forma minimamente confiável, como parâmetro de preço de curto prazo da energia elétrica.

98. Outrossim, embora pareça estar implícita no esclarecimento acima colacionado a intenção do Poder Concedente de realmente usar esse valor de R\$ 233,00/MWh como referência para o preço da energia de curto prazo, parece-me prudente manter o encaminhamento proposto pela SeinfraElétrica e acolhido pelo Ministério Público de Contas de se expedir recomendação ao MME voltada ao uso desse referencial.

– IV.4 –

99. Quanto ao valor adotado como parâmetro de preços da energia elétrica a longo prazo, duas inconsistências foram suscitadas pela unidade instrutiva e ratificadas pelo MPTCU. São elas:

a) adoção de valores mais recentes do Custo Marginal de Expansão de Energia (CME-Energia) como estimativa de preço de longo prazo, resultando em um preço no patamar de R\$ 155,00/MWh, quando deveriam ter sido utilizados, sob o ponto de vista metodológico eleito pelo próprio MME, os CMEs mais distantes projetados, que se situam no patamar de R\$ 172,14/MWh (CME 2033), ou, ao menos, a média dos anos que apresentam uma tendência de estabilização de valor, ou seja, de 2030 a 2033 (R\$ 169,23/MWh); e

b) completa desconsideração da componente de potência e de sua real e iminente possibilidade de geração de receita futura por meio da venda de reserva de capacidade.

93. Em relação à primeira dessas inconsistências, a Nota Informativa nº 25/2021/ASSEC (peça 254) já havia classificado a adoção do sobredito valor de R\$ 172,14/MWh como “um aprimoramento à metodologia aplicada na modelagem do valor adicionado” (peça 254, p. 2, subitem 2.2.12).

100. Ocorre que a redação do subitem seguinte da aludida Nota Técnica – “Ainda que se adote como premissa, no mínimo, o valor de 172,14 R\$/MWh...” (peça 254, p. 2, subitem 2.2.13) – deixava dúvida sobre o acatamento ou não do reconhecido aprimoramento metodológico, o que me levou a questionar a aludida pasta ministerial – em sede de diligência recentemente promovida para sanear essa e outras dúvidas (peça 258) – sobre qual seria sua real percepção acerca das ponderações feitas pela equipe técnica do TCU em relação ao assunto.

101. Em resposta, o MME manifestou “concordância com o aprimoramento metodológico, proposto pela SeinfraElétrica, no sentido de se considerar para a projeção de preço de energia, no longo prazo, o valor de 172,14 R\$/MWh referente ao último ano (2033) da série de Custo Marginal de Expansão de Energia (CME-Energia) do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030”, tendo ainda se comprometido “a promover as adequações na metodologia de cálculo do valor adicionado pelos novos contratos da Eletrobras, adotando como premissa o valor de 172,14 R\$/MWh, referente ao CME-Energia de projeção mais distante publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0” (peça 261, p. 1-2, itens 5 e 6).



102. Tenho por superada, portanto, a questão, cabendo, inclusive, a exemplo do que foi feito relativamente a outros aprimoramentos de cálculos formal e prontamente acolhidos pelo MME por sugestão da SeinfraElétrica, considerar desnecessária a expedição de determinação corretiva sugerida pela referida unidade técnica especializada com vistas à adoção do valor de R\$ 172,14/MWh como premissa de preço mínimo da energia de longo prazo.

103. Resta abordar a segunda inconsistência ventilada nos autos a respeito do valor referencial para preços da energia elétrica no mercado de longo prazo, qual seja, a completa desconsideração da componente de potência (CME-Potência) e de seu potencial de receita futura por meio da venda de lastro de capacidade.

104. Questionada sobre o tema, a EPE defendeu, à peça 202, em resumo, que:

a) o CME-Potência seria uma *proxy* (ou seja, uma variável que é utilizada para representar outra variável que não é observável ou não pode ser observada diretamente) de eventual mercado futuro de capacidade de potência associado ao mercado de energia vigente;

b) apesar de já existirem estudos e debates sobre o tema, tal mudança ainda não teria sido efetivamente regulada, não havendo previsão de seu início;

c) os estudos existentes preveem que todos os contratos firmados até a data de início do novo modelo de comercialização serão respeitados, de modo que os geradores terão que esperar o fim de seus contratos vigentes para a venda dos produtos separados de lastro e energia; e

d) sem a existência desse mercado, não haveria preços nem negociações de lastro de capacidade de potência e, conseqüentemente, não haveria formação de expectativas de preços futuros.

105. Tais argumentos não foram acatados pela SeinfraElétrica, cuja análise permito-me colacionar também neste Voto:

“162. Com relação à utilização do CME-Energia como referencial de preços para o longo prazo, ao invés do CME, em que são consideradas a energia e a potência, identifica-se inicialmente um risco no referencial adotado.

163. A separação entre CME-Energia e CME-Potência se justifica principalmente pela expectativa do setor da alteração do modelo de comercialização de energia vigente. Planeja-se alterar a venda de energia baseada nas garantias físicas das usinas por um modelo em que seja comercializada tanto a energia efetivamente produzida (MWmed ou MWh), quanto a capacidade de geração, ou seja, a potência associada ao empreendimento (MW) que agregará segurança energética ao SIN. Ou seja, enquanto atualmente a venda de energia abrange os dois produtos em conjunto, após essa reforma os geradores poderão vender separadamente lastro e energia. O objetivo principal é que a expansão do sistema, com a conseqüente segurança energética, seja financiada igualmente por todos os consumidores, tanto do mercado livre quanto do mercado regulado. No modelo atual, de negociação apenas da energia (com o lastro implícito no preço), empreendimentos termelétricos são adquiridos apenas pelo mercado cativo, que acaba ficando com o ônus da segurança energética.

164. Assim, existe uma paridade entre o CME-Energia e o CME-Potência e a venda de energia e capacidade, respectivamente. Tal modelo ainda não foi adotado, mas os novos contratos de comercialização firmados após essa alteração já poderão comercializar os dois produtos separadamente. Logo, para o preço de venda da energia pela Eletrobras no longo prazo, ao se considerar apenas o CME-Energia, desconsidera-se o potencial de arrecadação por meio da venda do seu lastro, de modo que a eventual receita dos novos contratos de concessão no regime PIE pode estar sendo subavaliada.

165. Como argumentado pela EPE (peça 202), esse novo modelo ainda não está totalmente em vigor. Entretanto, o setor já está em processo de mudança. Evidência disso é o Decreto 10.707/2021, que regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência. Com base nesse decreto, a Aneel já abriu duas consultas públicas (CP) sobre o tema. A CP 63/2021 trata da sistemática do Leilão 11/2021, conhecido como Leilão de Reserva de Capacidade. O certame,

voltado para a contratação de usinas termelétricas, está previsto para o dia 21/12/2021. Nesse leilão serão negociados, pela primeira vez, dois produtos: energia e potência. Já a CP 61/2021 visa obter subsídios para os futuros contratos de reserva de capacidade.

166. Nada obstante essas mudanças regulatórias, pode-se afirmar com razoável segurança que a Eletrobras venderá, além de energia, lastro de capacidade de potência no âmbito dos novos contratos de concessão das usinas em análise, mesmo que a modernização do setor não ocorra no futuro próximo. Logo, considerando que o objetivo do MME é valorar esses contratos durante os trinta anos de concessão, há o risco de não haver qualquer componente da venda de potência, a qual gerará receita à empresa além da venda de energia, o que aumentaria o valor adicionado aos contratos e, conseqüentemente, o bônus de outorga.

167. Interessante destacar que a premissa instituída pelo próprio MME no Ofício que determinou à EPE que fizesse as projeções de preços de energia no ACL incluía o fator potência (peça 206):

Tendo em vista as discussões mantidas entre o MME e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), solicito a emissão de Nota Técnica contendo as projeções de preço de energia, no ACL, informando a data base do estudo, bem considerando as seguintes premissas:

i) **Balanco entre oferta e demanda de energia e de potência** para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, ou seja, aquela que considera o caso de referência para projeção da carga de energia elétrica e o cenário ‘verão’ para a projeção de micro e minigeração distribuída; (grifos nosso)

168. Para ilustrar a diferença quantitativa entre o CME, que, como dito, expressa as componentes CME-Energia e CME-Potência, e apenas uma de suas componentes, o CME-Energia, pode-se avaliar a Tabela 7. Nota-se que a componente de potência representa um valor agregado significativo no CME, o qual foi todo ignorado pelo Poder Concedente em seus estudos do VAC.

Tabela 7 – Custo Marginal de Expansão

Ano	CME (R\$/MWh)							
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 <sup>1</sup>	2032 <sup>1</sup>	2033 <sup>1</sup>
CME-Energia	46,43	61,53	110,33	144,90	165,09	169,50	170,19	172,14
CME	128,35	143,50	192,01	226,67	246,79			

Fonte: Peça 205, p. 13 (CME-Energia) e peça 207, p. 14 (CME)

<sup>1</sup> Os CME dos anos de 2031, 2032 e 2033 não constam na NT da EPE de cálculo do CME e não foram trazidos no estudo da EPE relativo a essa modelagem.

169. Nesse aspecto, conclui-se que, ao se desconsiderar completamente a componente de potência e seu potencial de receita futura, o VAC das novas concessões pode estar sendo indevidamente subavaliado, mesmo que seja necessária certa ponderação por conta do prazo ainda necessário para essas alterações impactarem de fato o caixa da empresa.” (peça 234, p. 26-28).

106. O Ministério Público junto a este Tribunal, por sua vez, ao tempo que concorda essencialmente com a SeinfraElétrica, entende “inexistir margem de discricionariedade para manutenção da situação apontada pela unidade técnica” (peça 249, p. 16, item 84). Ainda segundo o *Parquet* especializado, “Porquanto a subestimativa de valores devidos ao erário afronta diretamente o interesse público, [seria] defeso à unidade jurisdicionada optar por não saná-la” (peça 249, p. 16, item 84, *in fine*).

107. Diante disso, o douto representante do MPTCU sugere a este Tribunal de Contas que determine ao MME que, na estimativa de valor da energia de longo prazo constante no projeto de desestatização da Eletrobras e descotização de suas subsidiárias, seja incluída previsão das receitas auferíveis com a componente de valor do lastro de capacidade.

108. Também o MME, por meio da Nota Informativa nº 25/2021/ASSEC (peça 254), veio aos autos se manifestar sobre o assunto, argumentando, *in verbis*:

**“Reavaliação do preço de energia de longo prazo - Uso da componente potência no Custo Marginal de Expansão – CME Potência**

2.2.12. Especificamente quanto ao preço de energia, a avaliação da área técnico do TCU veio no sentido de se considerar o valor referente ao último ano (2033) da série de custos marginais, ao invés da média dos CME - Energia no período de 2028 a 2033, como inicialmente havia sido feito pelo MME e pelo ME, e que foi utilizado como parâmetro para a definição do valor adicionado estabelecido na Resolução CNPE nº 15, de 2021. Logo, o uso do CME - Energia, de longo prazo, no valor de 172,14 R\$/MWh, representa um aprimoramento à metodologia aplicada na modelagem do valor adicionado.

2.2.13. Ainda que se adote como premissa, no mínimo, o valor de 172,14 R\$/MWh, referente ao CME - Energia de projeção mais distante publicado, pela EPE, na Nota Técnica nº EPE-DEE-NT081/2021-r0, não é possível, do ponto de vista prático, considerar o valor do CME - Potência para valorar a remuneração das usinas.

2.2.14. Muito embora, nos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico, seja calculado um valor de CME - Potência, que é utilizado para avaliar as condições de atendimento à ponta do sistema, no arcabouço legal e regulatório que rege o mercado elétrico brasileiro não existe um mercado de potência, haja vista as alterações dos incisos I, II e III do art. 2º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, dadas pelo Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016, que visaram justamente suprimir a apuração de lastro de potência de agentes compradores e vendedores na comercialização de energia. Deste modo, sem um mercado estabelecido, não há precificação desse serviço, o que, também, corrobora com a inviabilidade técnica acerca do uso do CME - Potência, nos estudos da Eletrobras, pois, assim, não há respaldo para sua utilização.”

109. Trata-se de tema sensível, tendo em vista, entre outros pontos, a possibilidade de a reserva de capacidade das usinas da Eletrobras abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021 vir a proporcionar ganhos extraordinários e essa empresa, especialmente se for considerado que a comercialização de lastro de capacidade começa a se tornar realidade em nosso país, que não mais conta com a sobra de potência verificada em décadas passadas e que fazia da energia, se não o único, o principal produto comercializado pelas UHEs brasileiras.

110. Ocorre que, na visão da EPE e do MME, inexistindo atualmente uma regulamentação para esse mercado de lastro de potência, não há preços nem negociações desse produto, tornando-se tecnicamente inviável pretender que sejam inseridos na precificação dos novos contratos da Eletrobras eventuais ganhos que suas UHEs possam vir a ter em decorrência de vendas futuras de lastro de capacidade, pois referidos ganhos não poderiam ser mensurados com a precisão e confiabilidade minimamente necessárias.

111. Ainda segundo o Poder Concedente, a dificuldade de se incluir essa variável na precificação em foco também decorre do fato de ainda não se ter ideia de quando essas usinas da Eletrobras que serão recontratadas poderão efetivamente firmar contratos para venda de lastro de capacidade, pois não se sabe quando haverá alteração legislativa ou regulatória que permita esse tipo de comercialização.

112. Por até então julgar razoáveis todas essas ponderações, ao proferir meu Voto na Sessão Extraordinária de Plenário do dia 15/12/2021, mencionei considerar pouco efetiva, naquela assentada, a expedição de qualquer comando voltado à quantificação, na estimativa de valor da energia de longo prazo, de eventuais ganhos que as UHEs da Eletrobras possam vir a ter em decorrência de vendas futuras de reserva de capacidade.

113. Porém, posteriormente àquela sessão de julgamento, alguns fatos relevantes que chegaram a meu conhecimento me levaram a novamente me debruçar sobre a matéria, permitindo-me vislumbrar encaminhamento distinto daquele outrora sugerido por este relator.

114. Entre esses fatos novos e relevantes destaco inicialmente o leilão realizado em 21/12/2021 para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, certame anunciado pelo Governo Federal como o “primeiro leilão de reserva de capacidade” (<https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/12/governo-federal-realiza-primeiro-leilao-de-reserva-de-capacidade>).

115. Cito, ainda, a Portaria Normativa nº 32 editada pelo MME em 17/12/2021, na qual foi estabelecido um cronograma de leilões a serem realizados ao longo de 2022 tendo como finalidade, entre outras, a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência.

116. Outra relevante iniciativa relacionada à comercialização de reserva de capacidade diz respeito ao já citado PL 1.917/2015, que dispõe, entre outros pontos, sobre “as concessões de geração de energia elétrica e a comercialização de energia elétrica”, cuja última tramitação – repito – data de 14/12/2021, um dia antes da apreciação deste TC 008.845/2018-2 por este Colegiado Pleno do TCU.

117. Chamo a atenção de meus ilustres para algumas proposições do dito Projeto de Lei:

“Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

(...)

‘Art. 3º O poder concedente, conforme regulamento, poderá promover a contratação centralizada de energia elétrica, de reserva de capacidade, ou de lastro para o atendimento das necessidades de confiabilidade e adequabilidade sistêmica do mercado nacional, observado o que segue:

I - o estabelecimento da metodologia para quantificação dos valores máximos de oferta de lastro de cada empreendimento; e

II - a homologação da relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência, com base em sistemática a ser definida em regulamento.

.....

§ 4º O lastro de que trata o *caput*:

I - é a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica; e

II - poderá, em função dos atributos considerados em sua definição e de sua capacidade de armazenamento de energia, ser expresso em mais de um elemento ou produto.

§ 5º A definição da metodologia para quantificação dos valores máximos de oferta de lastro de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo poder concedente, especialmente os associados à comercialização de lastro e energia pelo empreendedor.

§ 6º O poder concedente, após a regulamentação e a implantação da contratação de lastro prevista no art. 3º-C, poderá promover leilões para contratação de energia para o mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no edital.

§ 7º Fica o Poder Concedente autorizado a definir lastro a ser contratado por meio de sistema de armazenamento de energia elétrica, conforme regulamento, com vistas a melhorar a eficiência das redes de distribuição e transmissão, e modulação da injeção de energia proveniente de fontes intermitentes.’ (NR)

‘Art. 3º-A. ....

.....

§ 4º Na contratação de novos empreendimentos para aquisição de reserva de capacidade, deverão ser considerados, conforme regulamentação, os atributos ambientais, técnicos e físicos, bem como a capacidade de armazenamento de energia dos empreendimentos habilitados no certame.

.....' (NR)

‘Art. 3º-D. O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro necessário à confiabilidade e adequabilidade no fornecimento de energia elétrica.

§ 1º A contratação de que trata o *caput* ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.

§ 2º O poder concedente, para fins do disposto no *caput*, estabelecerá:

I - as diretrizes para a realização das licitações, que levarão em conta os aspectos não exaustivos elencados a seguir:

- a) economicidade dos custos de investimento e operação;
- b) financiabilidade;
- c) despachabilidade e robustez;
- d) flexibilidade e confiabilidade;
- e) capacidade de armazenamento de energia;
- f) custos de infraestrutura;
- g) impactos socioambientais;
- h) emissão de gases de efeito estufa;
- i) emissão de óxidos de enxofre e nitrogênio;
- j) empregos diretos e indiretos; e
- k) tributação e subsídios;

II - a forma, os prazos e as condições da contratação;

III - os produtos a serem contratados;

IV - as formas e os mecanismos de pagamento dos produtos negociados.

§ 3º A distinção entre empreendimentos novos e existentes, para fins de contratação de lastro, é permitida para a definição do prazo de duração dos contratos.

§ 4º Os custos da contratação de que trata o *caput*, os custos administrativos, financeiros e tributários a ela associados e os custos da representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos, conforme regulamento, por todos os consumidores de energia elétrica, inclusive os autoprodutores, por meio de encargo tarifário cobrado com base na proporção do consumo de energia elétrica, conforme o art. 16-E da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 5º A proporção do consumo de que trata o § 4º, no caso de autoprodutores:

I - deverá ser calculada com base no consumo medido no ponto de carga;

II - deverá considerar a energia elétrica autoproduzida;

III - poderá considerar, além dos parâmetros previstos no § 5º, a localização do empreendimento de autoprodução.

§ 6º Para fins de transição, deverá ser apurada a parcela de lastro existente no ACR, de acordo com metodologia a ser estabelecida em regulamento, cujo custo será pago por todos os consumidores e autoprodutores, por meio de encargo, na proporção do seu consumo.



§ 7º O regulamento da parcela do encargo previsto no § 4º decorrente da contratação de lastro de empreendimentos existentes e o regulamento do encargo de que trata o § 6º deverão prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados em até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.

§ 8º Os contratos de que trata o § 7º não poderão ter duração superior a 5 (cinco) anos, se firmados após a entrada em vigor deste parágrafo.

§ 9º A regra de redução de que trata o § 7º:

I - poderá considerar, além dos parâmetros previstos no § 5º, a localização da geração contratada; e

II - deverá considerar as transações comerciais realizadas a qualquer tempo, lastreadas por meio dos contratos indicados nos §§ 7º e 8º.

§ 10. A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata o § 4º e das despesas da contratação de que trata o *caput*.

§ 11. O poder concedente deverá estabelecer em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste parágrafo:

I - cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, devendo o início da contratação ocorrer em até 30 (trinta) meses da entrada em vigor deste parágrafo;

II - as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e

III - os parâmetros para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.

§ 12. A contratação de lastro na forma deste artigo considerará empreendimentos novos e existentes, podendo ser realizada:

I – com segmentação de produto e preços diferenciados por produto; e

II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento de energia associado.

§ 13. Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar essa energia e esses serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

§ 14. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.

§ 15. O estabelecimento do previsto nos incisos II e III do § 11 devem ser precedidas, necessariamente, de consultas ou audiências públicas.’

‘Art. 3º-E. O poder concedente, para fins do disposto no art. 3º-D, deverá promover a separação da contratação referente ao lastro daquela referente à energia elétrica.

§ 1º A separação prevista no *caput* respeitará os contratos de que trata o § 7º do art. 3º-D, observado o disposto no § 8º do art. 3º-D.

§ 2º A contratação de energia elétrica para atendimento ao mercado regulado poderá ocorrer no mesmo processo licitatório realizado para a contratação de lastro.’

(...)

(...)”

118. Indubitável que a comercialização de lastro de potência no Brasil, consiste em prática não somente já incorporada pelo Poder Concedente, mas principalmente em relevante processo legislativo de delimitação de seus contornos.

119. Nesse novo cenário, que se tornou de especial forma evidente após a derradeira apreciação deste TC 008.845/2018-2 na Sessão Extraordinária de Plenário do dia 15/12/2021, permito-me evoluir meu entendimento sobre a matéria para propor a expedição de recomendação ao MME para que avalie a conveniência e a oportunidade de se incorporar ao valor adicionado à Eletrobras pelos novos contratos das usinas alcançadas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021 as projeções de receitas auferíveis com a componente de reserva de capacidade, na forma de potência, dessas usinas.

120. E considerando a hipótese de não se mostrar viável acolher essa recomendação, apresento como solução alternativa recomendação voltada à inclusão, nos mencionados novos contratos de concessão, de cláusula que condicione expressamente a comercialização, pelas respectivas usinas, da componente de reserva de capacidade, na forma de potência, à celebração de aditivos contratuais a serem previamente negociados com o Poder Concedente, nos quais esteja devidamente prevista e quantificada a remuneração da União por esse aditamento.

– V –

121. Passo a tratar rapidamente das determinações que o MPTCU sugere encaminhar ao CNPE nos seguintes termos:

“b) determinar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que:

b.1) presente, no prazo regimental, a motivação para as seguintes escolhas públicas trazidas na sua Resolução 15/2021:

b.1.1) O imediato ‘livre dispor da energia’ oriunda das usinas de Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, antes de todas as demais UHEs contempladas no projeto em tela, considerando, inclusive, a diretriz legal de descotização ‘gradual e uniforme’ (art. 5º, § 1º, III, da Lei 14.182/2021); e

b.1.2) O escalonamento da descotização no prazo mínimo definido legalmente, em vez de qualquer outro prazo contido naquele intervalo; e

b.2) revise o cronograma presente no Anexo III da Resolução 15/2021, especialmente quanto ao adiantamento de R\$ 5 bilhões devidos à CDE ainda em 2002, à luz do art. 4º, § 2º, *in fine*, da Lei 14.182/2021 e do art. 13, § 15, da Lei 10.438/2002, em vista das considerações traçadas neste pronunciamento;” (peça 249, p. 33)

122. Considerando que os encaminhamentos objeto do item “b.1” e respectivos subitens se consubstanciam em simples pedido de esclarecimentos, acolho a proposição do *Parquet* especializado sem ressalvas, deixando para me pronunciar sobre a matéria em outro momento processual, mais precisamente após a manifestação da SeinfraElétrica sobre os esclarecimentos que virão a ser prestados pelo CNPE.

123. Quanto à determinação consignada no item “b.2” *supra*, informações encaminhadas pelo MME (peças 261 e 262) em resposta à diligência recém-promovida por este relator (peça 258), corroboradas por dados fornecidos pela Aneel (peças 263 e 264), apontam que o consumidor do mercado regulado – destinatário único dos aportes de recursos que a Eletrobras fará na Conta de Desenvolvimento Energético – se beneficiará com o adiantamento de R\$ 5 bilhões questionado pelo Ministério Público de Contas, além do que não haveria maiores benefícios caso houvesse plena paridade, em termos cronológicos e financeiros, entre a descotização das UHEs da Eletrobras e o aporte de recursos na CDE em cumprimento ao art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021.

124. Nessas circunstâncias, não havendo urgência na resolução do tema, pugno por que a determinação sugerida pelo MPTCU seja acolhida sob a forma de pedido de esclarecimentos, permitindo, inclusive, que o tema venha a ser analisado com a devida profundidade pela SeinfraElétrica.

125. Como não estou propondo ao Tribunal a formulação de qualquer juízo de mérito nesse momento, não vislumbro qualquer prejuízo ao bom andamento do feito em manter a determinação para que o CNPE preste esclarecimentos sobre as questões aventadas pelo Ministério Público de Contas.

126. Peço vênias, destarte, ao nobre Ministro Jorge Oliveira por não o acompanhar quanto à sugestão para que seja excluída essa determinação.

– VI –

127. Um dos últimos pontos que gostaria de abordar diz respeito às críticas feitas pela SeinfraElétrica em relação à utilização de recursos resultantes da nova outorga em políticas públicas, na forma de contrapartidas contratuais, sem trânsito no Orçamento Geral da União.

128. Sobre esse tema, concluiu a unidade instrutiva, em essência, que, em relação a “eventuais descumprimentos de regras orçamentárias, não se pode peremptoriamente afirmar que tenham ocorrido, tendo em vista que a Lei 14.182/2021 especificou detalhadamente o objeto e a forma de aplicação das chamadas obrigações contratuais e atribui esse encargo a entidade privada” (peça 234, p. 56, item 399).

129. Por outro lado, a equipe técnica ressaltou que, apesar da pertinência temática dos projetos das chamadas obrigações contratuais com o setor elétrico, não foi possível identificar claramente os benefícios que os usuários e consumidores de energia elétrica poderiam usufruir em decorrência desses projetos, que, portanto, não se mostrariam suficientemente caracterizados como políticas setoriais de energia elétrica, especialmente no que tange aos projetos destinados à navegabilidade dos Rios Madeira e Tocantins.

130. Compartilho, embora com ressalvas, das conclusões da SeinfraElétrica.

131. Com efeito, a transferência de responsabilidade a particulares em relação à execução de obras de interesse público é possível em contratos de concessão, não havendo que se falar, destarte, a **princípio**, em eventual descumprimento de regras orçamentárias em situações da espécie.

132. E valho-me da expressão “a princípio” porque essa afirmação comporta importante ressalva, sendo essa a razão pela qual minha concordância com as conclusões da unidade instrutiva não é absoluta.

133. A ressalva a que me refiro diz respeito à necessidade de que as obras a serem executadas no bojo de contratos de concessão sejam, não apenas de interesse público, mas também inerentes ao respectivo setor – ao setor elétrico, no caso específico deste TC 008.845/2018-2 – sob a ótica dos conceitos de tarifa ou preço público e de política tarifária, tema sobre o qual esta Corte de Contas se debruçou ao apreciar o TC 032.981/2017-1 em 29/5/2019, quando foi prolatado sob minha relatoria o Acórdão 1.215/2019-TCU-Plenário.

134. De acordo com o Voto condutor do mencionado Acórdão 1.215/2019-TCU-Plenário, verifica-se ser imprescindível que eventuais obras a serem executadas no bojo de contratos de concessão de serviço público sejam, não apenas de interesse público, mas também inerentes ao respectivo setor sob a ótica dos conceitos de tarifa ou preço público e de política tarifária, em conformidade com o art. 175, parágrafo único, inciso III, da Constituição Federal de 1988.

135. Em outras palavras, se essas eventuais obras não tiverem como objetivo manter, expandir ou assegurar continuidade ou sustentabilidade aos serviços afetos ao setor no qual estarão sendo executadas, restarão caracterizados o desvirtuamento e a extrapolação dos conceitos de tarifa ou preço público e de política tarifária constitucionalmente delineados na Carta Magna e interpretados pela Suprema Corte no bojo da Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) nº 9/DF e do Recurso Extraordinário (RE) 541.511-2/RS.

136. No caso das vinte e duas concessões da Eletrobras que serão recontratadas por força do art. 2º da Lei 14.182/2021, vale lembrar que, conforme cronogramas definidos no art. 2º, §§ 1º e 10, da Resolução-CNPE nº 15/2021, elas passarão gradativamente do regime de cotas para o regime de produção independente de energia ao longo de cinco anos contados de 2023, sendo que nesse primeiro ano dar-se-á início aos aportes de recursos para custear as despesas previstas no art. 4º, inciso II, alíneas “a” a “d”, da referida Lei 14.182/2021.

137. Nessas circunstâncias, considerando que as atuais concessões de serviço público transmutar-se-ão – com período de transição de cinco anos – em concessão de uso de bem público sob o regime de produção independente, não se mostraria automaticamente aplicável ao caso em tela a tese acima rememorada acerca da necessidade de enquadramento, como política tarifária, de execução despesas de interesse público no âmbito de contratos de concessão.

138. Para isso, tornar-se-ia preciso verificar se os aportes de recursos para custear as despesas previstas no art. 4º, inciso II, alíneas “a” a “d”, da referida Lei 14.182/2021 realmente irão ensejar sobretarifação dos consumidores do mercado regulado, por exemplo, em decorrência de futuros reajustes anuais tarifários diretamente associados às parcelas ainda cotizadas das UHEs.

139. Essa hipótese, de todo modo, estaria limitada aos cinco anos em que ocorrerá a gradativa descotização das usinas em tela. Após isso, seria difícil conseguir demonstrar que determinado aumento de preço da energia elétrica paga pelos consumidores do mercado regulado estaria de algum modo associado ao custeio de despesas contratuais a cargo de concessionárias de uso de bem público sob o regime de produção independente.

140. Diante dessa dificuldade de precisa associação entre as tarifas de energia elétrica que virão a ser pagas pelos consumidores do mercado regulado e as despesas positivadas no art. 4º, inciso II, da Lei de Desestatização da Eletrobras, acolho – embora por fundamentos distintos – as sugestões advindas dos Gabinetes dos eminentes Ministros Benjamin Zymler e Jorge Oliveira – aos quais agradeço mais uma vez – e me abstenho de sugerir a este Plenário qualquer encaminhamento sobre a matéria.

– VII –

141. Passo agora a tratar do derradeiro tema relacionado ao mérito da matéria em discussão, relativo à bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a cinquenta por cento do valor adicionado à concessão por esses novos contratos, abatido das despesas abordadas no tópico anterior do presente Voto.

142. Ao relatar o TC 016.060/2017-2, em que foi proferido sob minha relatoria o Acórdão 1.598/2017-TCU-Plenário, teci críticas à opção do Poder Concedente por aumentar a arrecadação em um ano por meio do uso das outorgas de concessão de serviços públicos, definindo esses valores sem antes analisar detalhadamente as especificidades e as necessidades do setor, o que poderia implicar severos impactos negativos durante décadas para todos os usuários desses serviços.

143. Como resultado, este Tribunal de Contas decidiu, *in verbis*:

“9.2. com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar ao Ministério de Minas e Energia, na qualidade de Poder Concedente, em conjunto com o Conselho Nacional de Política Energética, que:

(...)

9.2.4. nas próximas licitações de concessão envolvendo usinas geradoras de energia elétrica existentes e em operação, a modelagem técnica, econômica e financeira do leilão seja precedida das seguintes avaliações:

9.2.4.1. impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazos resultantes da licitação para o consumidor de energia elétrica dos mercados cativo e livre, bem como para a sustentabilidade do

setor elétrico, nos diferentes cenários de critério de julgamento da licitação previstos em lei e de seus respectivos parâmetros técnicos e econômicos de leilão, incluindo o valor de outorga;

9.2.4.2. efeito agregado dos impactos econômicos e financeiros para os consumidores dos mercados cativo e livre, advindos da combinação dos efeitos produzidos pela adoção do critério de julgamento escolhido para o leilão com os efeitos derivados de outras decisões e políticas setoriais de impacto;”

144. No que tange ao objeto deste TC 008.845/2018-2, há que se destacar a magnitude dos montantes envolvidos na desestatização da Eletrobras. Nas palavras do próprio MME, “tem-se, pela frente, a segunda maior operação do mercado de capitais da história do país” (peça 248, p. 3, subitem 2.10).

145. Ressalte-se, ainda, o fato de que o bônus de outorga que se estima receber pelos novos contratos das UHEs a que se refere o art. 2º da Lei 14.182/2021 como condição para a privatização da Eletrobras tem como destinação certa e declarada a política fiscal da União. É o que se depreende do seguinte excerto extraído da Nota Técnica SEI nº 43574/2021/ME, elaborada no âmbito da Secretaria do Tesouro Nacional (STN):

“16. No caso da Lei 14.182/2021, avalia-se que **haverá impacto positivo para a política fiscal** e para o cenário macroeconômico em decorrência da previsão de ingresso de novas receitas de concessões, estimadas em **R\$ 23,2 bilhões** pela Resolução CNPE nº 15, de 31 de agosto de 2021, a **título de bonificação de outorga** pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, associados à desestatização da empresa Eletrobras” (peça 216, p. 2; negritos não constam no original)

146. Para se ter uma ideia de quanto esse bônus de outorga – originalmente estimado em R\$ 23,2 bilhões – irá onerar os consumidores de energia elétrica, vale repisar que, no caso das usinas hidrelétricas analisadas no TC 016.060/2017-2, a previsão era de que os R\$ 11,0 bilhões estipulados pelo Poder Concedente a título de bônus mínimo de outorga custariam aos consumidores de energia elétrica algo em torno de R\$ 1,34 bilhões ao ano até 2047. Informe-se que, com o ágio verificado no certame, esse bônus acabou sendo de R\$ 12,0 bilhões, certamente elevando a carga financeira imposta aos consumidores ao longo de trinta anos.

147. Refuto, de antemão, quaisquer argumentos no sentido de que os R\$ 23 bilhões que se pretende arrecadar a título de bonificação de outorga pela privatização da Eletrobras não causariam ônus aos consumidores de energia elétrica, que se veriam supostamente compensados com a parcela de recursos destinada pela Lei 14.182/2021 em seu art. 4º, inciso I, à CDE.

148. Com todo respeito à opinião do Poder Concedente, cabe ressaltar que a neutralidade de preço por ele esperada em decorrência da descotização das usinas da Eletrobras parece estar restrita à tarifa que virá ser paga pelos consumidores cativos.

149. Tanto é assim que a Nota Informativa nº 13/2021 elaborada pela Assessoria Especial de Assuntos Econômicos (ASSEC) do MME (peça 104), não por acaso, ao se pronunciar sobre os “impactos da descotização e alteração do regime de exploração para produção independente para os consumidores **cativos**”, defendeu (i) que o “consumidor **cativo** se beneficia da Medida, uma vez que deixa de ser o responsável pelo custo do risco hidrológico dos empreendimentos que terão novos contratos de concessão e por meio do direcionamento de recursos para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que reduzirão os encargos pagos pelos consumidores”, e (ii) que “as cotas – energia compulsória alocada pelo custo e com risco hidrológico no consumidor – são retiradas das distribuidoras, contribuindo para a redução dos contratos legados que, no fim, são custeados pelos consumidores **cativos**” (peça 104, p. 1, alínea “b”, subitens 2.3 e 2.6; negritos não constam no original).



150. Acrescente-se a isso o destaque dado pela SeinfraElétrica à “pouca representatividade da energia oriunda de usinas cotistas da Eletrobras no portfólio das distribuidoras (cerca de 15%)” (peça 234, p. 46, item 315, alínea “d”).

151. A limitada abrangência da neutralidade de preço em comento também se evidencia pelo simples raciocínio de que, se alguém se dispuser a pagar bônus de outorga da ordem de R\$ 23 bilhões é porque estará ciente de que esse investimento terá seu devido retorno, o qual necessariamente se originará da venda de energia elétrica aos consumidores brasileiros dos mais variados setores, inclusive do mercado regulado, cuja energia consumida provém em parte de contratos firmados, entre distribuidoras e concessionárias de geração, no ambiente de contratação livre.

152. E aos que acreditam na existência de alguma equação econômico-financeira que realmente permita ao Poder Concedente arrecadar bilhões de reais a título de bônus de outorga pela concessão de determinado serviço público – ou mesmo pela concessão de uso de bem público sob o regime de produção independente – e direcioná-los à política fiscal do Governo Federal sem que isso enseje qualquer custo adicional a todos os consumidores do setor – o que admito apenas para contra argumentar –, permito-me consignar que, ainda assim, esses consumidores estariam sendo prejudicados com a escolha arrecadatória do Governo, pois, nessa improvável hipótese de arrecadação fiscal combinada com absoluta neutralidade de preços e tarifas, o redirecionamento desses bilhões de reais ao próprio setor por certo resultaria em melhoria dos serviços prestados e/ou em redução de preço e tarifa cobrados dos usuários.

153. Tenho plena consciência de que o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021 não deixa margem de discricionariedade ao Poder Concedente em relação à destinação do valor adicionado aos contratos que se pretende firmar no bojo da desestatização da Eletrobras.

154. Mas isso não me impede de, na condição de membro integrante deste Tribunal de Contas da União, zeloso pela boa e regular aplicação dos recursos públicos federais, me preocupar em buscar informações que permitam aos consumidores e à sociedade brasileira como um todo avaliar os efeitos da opção da Lei 14.182/2021 em destinar à captação de bonificação de outorga, conforme dito acima, boa parte do valor que será acrescido ao ativo da Eletrobras com a recontração de vinte e duas de suas usinas hidrelétricas.

155. Nessas circunstâncias, em respeito ao princípio da transparência – ao qual se submete especialmente o Poder Público –, reputo pertinente que este Tribunal de Contas, mantendo a linha de atuação consignada no Acórdão 1.598/2017-TCU-Plenário, expeça neste TC 008.845/2018-2 determinação ao MME com vistas à elaboração de estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre em decorrência do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021.

156. Em respaldo a esse encaminhamento, vale mencionar que em petição recém protocolizada no TCU pelo Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica – Conacen (peça 313), essa entidade representativa dos consumidores das classes poder público, industrial, comercial, residencial e rural de todo o país externa sua preocupação, em especial, com o impacto tarifário que a descotização de usinas da Eletrobras causará a essas diversas classes de consumidores.

157. Esclareço, de antemão, em especial aos nobres Ministros Benjamin Zymler e Jorge Oliveira – que me enviaram contribuições sobre esse assunto –, que a determinação ora sugerida tem como finalidade única permitir que a sociedade e os consumidores venham a tomar ciência dos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo decorrentes do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021, não havendo qualquer pretensão de usar essas informações como obstáculo à desestatização objeto destes autos.

158. Encerradas as considerações que tinha a apresentar relativamente à matéria de fundo em apreciação nesta etapa processual, passo a tratar dos Embargos de Declaração de peça 298, opostos pela Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria (CNTI) em face do despacho proferido por este relator em 14/12/2021 (peça 287) com o seguinte teor:

“**Considerando** (i) os pedidos formulados, às peças 268 e 274, pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas, nas Atividades de Meio Ambiente e nos Entes de Fiscalização e Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, Saneamento, Gás e Meio Ambiente no Distrito Federal (STIU-DF), pelo Coletivo Nacional dos Eletricitários (CNE) e pelo Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico (Ilumina) com vistas ao ingresso nos presentes autos como *amici curiae*; (ii) as contribuições apresentadas, à peça 269, pela Associação dos Engenheiros e Técnicos do Sistema Eletrobras (Aesel); e (iii) **as solicitações de ingresso nos autos como partes interessadas subscritas** à peça 271 pelos Ex.<sup>mos</sup> Deputados Federais Elvino José Bohn Gass, Érika Jucá Kokay, Henrique Fontana Júnior, João Somariva Daniel, José Leonardo Costa Monteiro, Leonardo Cunha de Brito e Pedro Francisco Uczai, e **pela Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria – CNTI** (peça protocolizada, mas ainda não autuada; documento eletrônico 069.863.143-2);

**Considerando já ter se encerrado a etapa de instrução da presente fase processual**, destinada a avaliar as ações coordenadas pelo Ministério de Minas Energia para a definição das premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica, a serem celebrados entre a União e a Centrais Elétricas Brasileiras, relativos às usinas hidrelétricas enquadradas no que dispõe o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021;

**Considerando, ainda, não haver na Lei Orgânica deste Tribunal de Contas da União ou em seu Regimento Interno respaldo para que a deputados federais e a confederações nacionais de trabalhadores sejam deferidas prerrogativas processuais em relação a este TC 008.845/2018-2**, ressalvada, no caso dos parlamentares, a possibilidade de atendimento a pedido de informações subscrito pelo Presidente do Senado Federal, pelo Presidente da Câmara dos Deputados ou pelo presidente de qualquer comissão parlamentar, nesse último caso desde que o pedido tenha sido aprovado pelo respectivo colegiado (art. 232, do Regimento Interno do TCU);

**Considerando, entretanto, a possibilidade de que os ora requerentes possam contribuir para a próxima fase processual em acréscimo às contribuições recém juntadas aos autos** pelos ilustres Deputados (peça 273), pelo Instituto Ilumina (peça 278) e **pela CNTI**, assim como aos esclarecimentos técnicos já apresentados, segundo afirmam o STIU-DF e o Coletivo Nacional dos Eletricitários, em interações com o Ministério Público junto a este Tribunal de Contas da União;

**Decido**, com fundamento no art. 298 do Regimento Interno do TCU, combinado com o art. 138, *caput* e § 2º, da Lei 13.105, de 16/3/2015 (Código de Processo Civil):

a) **indeferir o pedido de ingresso nos autos como partes interessadas formulado** pelos Ex.<sup>mos</sup> Deputados Federais Elvino José Bohn Gass, Érika Jucá Kokay, Henrique Fontana Júnior, João Somariva Daniel, José Leonardo Costa Monteiro, Leonardo Cunha de Brito e Pedro Francisco Uczai e **pela Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria**;

b) **admitir neste TC 008.845/2018-2, como amici curiae**, os parlamentares acima identificados, assim como o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas, nas Atividades de Meio Ambiente e nos Entes de Fiscalização e Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, Saneamento, Gás e Meio Ambiente no Distrito Federal, o Coletivo Nacional dos Eletricitários, o Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico e a **Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria**, concedendo-lhes prazo improrrogável de 15 (quinze) dias, contados da ciência deste despacho, para que apresentem, caso queiram, suas contribuições para o adequado deslinde das questões que ainda serão tratadas na próxima fase processual destes autos de desestatização;

c) **limitar os poderes de atuação desses amici curiae no presente TC 008.845/2018-2 a uma única apresentação de contribuições, de modo a não comprometer o andamento processual regular destes autos de desestatização**;

d) acolher como elementos de contribuição para a próxima fase de instrução dos autos os apontamentos feitos pela Associação dos Engenheiros e Técnicos do Sistema Eletrobras à peça 269;

e) esclarecer aos Deputados Federais e entidades requerentes que, segundo inteligência combinada dos arts. 144 e 168 do Regimento Interno do TCU, somente responsáveis e interessados assim reconhecidos no processo detêm prerrogativa de produzir sustentação oral;

f) sugerir à Presidência desta Corte de Contas o indeferimento dos pleitos formulados pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas, nas Atividades de Meio Ambiente e nos Entes de Fiscalização e Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, Saneamento, Gás e Meio Ambiente no Distrito Federal e pelo Coletivo Nacional dos Eletricitários (peça 268), pelos parlamentares acima identificados (peça 271) e pela Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria (peça protocolizada, mas ainda não autuada; documento eletrônico 069.863.143-2) com vistas à produção de sustentação oral por ocasião do julgamento do presente feito, haja vista inexistir razão legítima para que os requerentes intervenham neste processo como interessados.

Cientifiquem-se os Deputados Federais e entidades solicitantes acerca dessa decisão.” (negritos não constam no original)

159. Irresignada com essa decisão, a CNTI veio aos autos em sede de Embargos de Declaração apontar a ocorrência de contradição e omissão no despacho acima transcrito.

160. Primeiramente, em consonância com os Acórdãos 2.792/2021, 2.289/2020 de Plenário e 3.305/2019 de 2ª Câmara, este último de minha relatoria e os demais relatados pelos eminentes Ministros Bruno Dantas e Augusto Sherman Cavalcanti, manifesto-me favorável ao cabimento da espécie recursal em tela quando interposta contra decisão monocrática, razão pela qual cabe conhecer dos Aclaratórios em tela, eis que se encontram devidamente preenchidos os requisitos legais aplicáveis ao caso, inclusive no que tange à tempestividade.

161. Quanto ao mérito, creio não assistir razão à embargante no que tange à suposta omissão havida no despacho recorrido, pois, uma vez lhe tendo sido indeferido o pedido de ingresso nos autos como parte interessada, por óbvio não precisariam ser analisados, diante da ilegitimidade da pleiteante, os pedidos por ela apresentados, quais sejam, o deferimento do pedido cautelar formulado na Representação autuada como TC 036.295/2021-3 e o sobrestamento deste TC 008.845/2018-2 até que se decida sobre aquele pedido cautelar.

162. Cabe, portanto, rejeitar os Embargos quanto a esse ponto.

163. Por outro lado, assiste parcial razão à recorrente ao suscitar a ocorrência de contradição no despacho que proferi em 14/12/2021 (peça 287).

164. A contradição ora reconhecida, entretanto, não diz respeito à fixação de prazo de quinze dias para apresentação de contribuições ou à limitação de poderes de atuação a uma única manifestação, pois essas condições objetivam, conforme expressamente explicado na aludida decisão monocrática, “não comprometer o andamento processual regular destes autos de desestatização” (peça 287, p. 2, alínea “c”).

165. A contradição a que me refiro está assentada no fato de a contagem do mencionado prazo de quinze dias ter sido estipulada para se iniciar a partir da notificação do despacho, o que acabou por impedir a CNTI, assim como os demais *amici curiae*, de tomar conhecimento de toda a documentação a cargo do Poder Concedente em relação à próxima fase processual destes autos de desestatização.

166. Diante disso, cabe reconhecer a ocorrência de contradição no despacho proferido por este relator em 14/12/2021 (peça 287) e atribuir efeitos infringentes aos Declaratórios em exame, de modo a alterar, em benefício da recorrente e dos demais *amici curiae*, a contagem do prazo de quinze dias para apresentação de contribuições para o adequado deslinde das questões que ainda serão tratadas na próxima fase processual destes autos de desestatização.

167. Convém ressaltar que a oportunidade de contribuição oferecida aos parlamentares e às entidades admitidos como *amici curiae* no despacho ora recorrido está restrita, pelas razões expressamente consignadas na aludida decisão monocrática, à próxima fase processual destes autos de desestatização, não contemplando, por conseguinte, a matéria em apreciação na presente assentada, focada no cálculo do valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica, a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos às UHEs enquadradas no que dispõe o art. 2º da mencionada Lei 14.182/2021.

168. Essa mesma ressalva serve para refutar, desde já, uma possibilidade aventada pela ora embargante em seu recurso, qual seja, a de “conhecer e se manifestar sobre o teor do voto vista do Min. Vital do Rêgo” (peça 298, p. 5).

169. Por fim, quanto à alegação da CNTI no sentido de que “a Embargante pode ser habilitada a figurar como interessada e parte no presente processo, uma vez que demonstrada razão legítima para intervir nos autos e possibilidade de lesão a direito subjetivo próprio”, verifica-se se tratar de mero inconformismo da recorrente diante do fundamentado indeferimento de seu pleito, o que não se coaduna com a via estreita dos Embargos de Declaração, segundo pacífica jurisprudência pátria.

170. Nesse sentido, cito os Acórdãos 2.391/2019, 2.928/2019, 2.690/2019, 2.170/2019, 2.909/2017, 2.608/2017 e 2.367/2017 proferidos pelo Plenário desta Corte de Contas, este último de minha relatoria e os demais relatados pelos Ministros Augusto Nardes, Benjamin Zymler, Ana Arraes, Raimundo Carreiro, André Luís de Carvalho e Augusto Sherman Cavalcanti, respectivamente, podendo ser mencionados também alguns precedentes do Supremo Tribunal Federal, quais sejam, ACO 1062 AgR-ED-ED/DF de 20/4/2017, Inq 3983 ED/DF de 2/6/2016 e ACO 312 ED/BA de 7/10/2015, todos de Plenário, relatores os Ministros Edson Fachin, Teori Zavascki e Luiz Fux.

– IX –

171. Quanto às demais questões ventiladas na presente fase processual e sobre as quais não me manifestei expressamente, adoto como razões de decidir a análise técnica desenvolvida pela SeinfraElétrica (peça 234), assim como as sugestões adicionais formuladas pelo MPTCU (peça 249).

172. Aproveito o ensejo para deixar consignada minha convicção de que a desestatização da Eletrobras representa importante medida em direção à eficiência energética nacional. Obviamente, os procedimentos adotados pela União para levar a termo essa desestatização precisam estar alinhados ao interesse público e aos direitos dos consumidores de energia elétrica, principalmente dos consumidores cativos, tantas vezes reféns de decisões açodadas de governo que acabam por gerar, ao longo de décadas, aumentos tarifários desarrazoados.

173. E é justamente em resguardo ao interesse público e em defesa dos direitos dos consumidores de energia elétrica que, mantendo minha linha de atuação ao longo de mais de quinze anos dedicados a essa Corte de Contas, venho me pautando na condição de relator deste TC 008.845/2018-2, sendo essas as premissas básicas de todos as críticas e ressalvas apresentadas neste Voto, parte delas consolidadas na minuta de Acórdão que se segue.

174. Outro ponto que eu gostaria de abordar nesse último excerto de voto diz respeito às despesas que se pretende realizar, segundo arts. 3º, inciso V, alínea “a”, 4º, inciso II, alínea “a”, e 6º da Lei 14.182/2021, com a revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba.

175. Mesmo diante da possível inconstitucionalidade alhures cogitada acerca dessa e de outras despesas previstas no art. 4º, inciso II, da referida Lei 14.182/2021, não poderia deixar de registrar uma outra percepção que tenho especificamente relacionada a referida revitalização de recursos hídricos.

176. Considero demasiadamente tímidas – para não dizer irrisórias – as previsões legais, tanto em termos de prazo quanto de valores, relativas às despesas em comento, mesmo sopesando a

possibilidade, positivada no art. 22 da Lei 14.182/2021, de ampliação temporal e financeira dos projetos em comento.

177. Entendo que os R\$ 350 milhões definidos no art. 6º do referido diploma para serem anualmente destinados, ao longo de dez anos, para revitalização dos recursos hídricos daquelas duas bacias são insuficientes para levar a termo essa relevante ação, sendo imprescindível, portanto, um esforço do Governo Federal não apenas para assegurar a destinação complementar de recursos do orçamento para essa revitalização, mas principalmente para garantir a continuidade da aludida ação ao longo dos anos, sob pena de desperdício, por exemplo, dos recursos previstos naquele art. 6º.

178. Era esse o derradeiro registro que gostaria de fazer, com o que encerro meu pronunciamento, mas não sem antes parabenizar, nas pessoas da Secretária Arlene Costa Nascimento e do Diretor Marcelo Leite Freire, a equipe da SeinfraElétrica pela excelência do trabalho até aqui realizado, o que, aliás, foi feito em tempo exíguo, especialmente quando se leva em conta a complexidade da matéria em exame.

179. Estendo também meus agradecimentos aos representantes do Ministério de Minas e Energia, da Empresa de Pesquisa Energética e da própria Eletrobras, que se mostraram sempre prontamente dispostos a colaborar para o aprimoramento da matéria em análise neste TC 008.845/2018-2, o mesmo podendo ser dito em relação aos demais agentes e autoridades de quem tive a oportunidade de receber subsídios.

Ante o exposto, VOTO por que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

AROLDO CEDRAZ  
Relator



## VOTO REVISOR

Informo, de início, que solicitei vista do presente processo na Sessão Plenária de 15/12/2021, com base no art. 119 do RITCU, para me aprofundar em tema de tamanha importância socioeconômica para o País e melhor conhecer as informações carreadas ao processo, de relatoria do eminente Ministro Aroldo Cedraz.

2. O Ministro Aroldo Cedraz registrou em seu voto que esta etapa processual tem como foco as ações coordenadas pelo Ministério de Minas Energia (MME) para a definição das premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira desenvolvidas para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos a 22 usinas hidrelétricas (UHEs), com potência instalada de 26.089,6 MW, enquadradas no que dispõe o art. 2º da Lei 14.182/2021.

3. Aproveito a oportunidade para enaltecer a forma brilhante que o Ministro Aroldo Cedraz tratou da matéria. Percebe-se, de sua análise, que foram abordados os principais pontos relacionados nos estudos e na modelagem econômico-financeira que embasaram o VAC.

4. Parabênico, também, os Ministros Benjamin Zymler e Jorge de Oliveira pelas pertinentes considerações trazidas em suas declarações de voto, no âmbito deste processo de desestatização que tem o objetivo de acompanhar a privatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras).

5. De igual modo, não poderia deixar registrar efusivos elogios ao percuciente trabalho apresentado pelo Ministério Público de Contas junto ao TCU, nesta oportunidade representado pelo Procurador Rodrigo Medeiros de Lima.

6. Por fim, agradeço à SeinfraElétrica, que muito auxiliou este revisor no saneamento de dúvidas e na simulação dos cálculos por mim solicitados.

7. Concordo, na essência, com as análises e as propostas trazidas pelo Exmo. Relator, Ministro Aroldo Cedraz, sem prejuízo de trazer contribuições acerca do valor do VAC e de aspectos sobre impactos setoriais para o consumidor, também objeto deste processo de desestatização, que, a meu ver, visam a enriquecer, ainda mais, esse trabalho de altíssima qualidade em análise por este Plenário.

## II - Contextualização

8. No atual modelo do setor elétrico brasileiro, a segurança de suprimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional (SIN) se baseia no conceito de ordem do mérito econômico, que significa, em poucas palavras, suprir a demanda por energia e potência a partir de contratos de comercialização de energia, associada à potência, de menor valor econômico.

9. Figurativamente, seria o empilhamento de contratos, em que na base estão localizados os de menor custo, a exemplo da energia, associada à potência, contratada no regime de cotas, e no topo se encontram os contratos de maior custo, a exemplo de usinas térmicas a óleo combustível ou diesel.

10. Vale ressaltar que a grande maioria das 22 usinas geradoras (UHEs) enquadradas pelo art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021, já foram amortizadas e depreciadas, consoante relatado pela unidade instrutiva:

65. (...) a UHE Tucuruí (peça 142), (...) de acordo com a Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 16), possuirá um montante de R\$ 5.103.744.550,00 a ser indenizado ao fim da concessão vigente, em agosto de 2024 (...).

66. No caso da UHE Curuá-Una, o MME registra que as informações disponibilizadas pela Eletrobras até o fechamento da modelagem econômico-financeira não eram suficientes para os cálculos do VNR da usina, 'sendo necessário, portanto, haver uma complementação dos dados, por parte da empresa, para dar prosseguimento às avaliações'.

67. As demais usinas, por sua vez, estão com seus ativos totalmente depreciados, de acordo com a Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 15). É o caso (i) das concessões renovadas sob o regime de cotas; (ii) das UHEs Itumbiara e Sobradinho, cujas concessões foram renovadas em regimes específicos instituídos pelas Leis 11.943/2009 e 13.182/2015; e (iii) da UHE Mascarenhas de Moraes. (sublinhei)

11. Das 22 UHEs enquadradas pela Lei 14.182, de 12/7/2021, 20 estão totalmente depreciadas. Ou seja, o consumidor já pagou durante longos anos a depreciação desses ativos via conta de energia elétrica.

12. A exceção são as UHEs Tucuruí e Curuá-Uma, que ainda possuem valores a serem depreciados até o término de seus atuais contratos de concessão.

13. Além disso, vale ressaltar que das 22 usinas em análise, 19 delas (com exceção de UHEs de Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Coruá-Una) seguem o regime de cotas, com valores regulados, tema que voltaremos a comentar ao longo deste voto revisor.

14. Desse modo, até 2042 (e 2052, no caso da UHE Sobradinho), o consumidor se beneficiaria com a oferta de energia barata decorrente da geração das UHEs exploradas no regime de cotas. Assim sendo, de acordo com a Eletrobras, ao final do terceiro trimestre de 2021, o valor médio da energia dos contratos cotizados alcançou R\$ 65,76/MWh. Esse valor acrescido do valor médio da bandeira tarifária de R\$ 45,68/MWh (risco hidrológico repassado ao consumidor) perfaz R\$ 111,44/MWh.

### III – Poder de mercado da nova Eletrobras

15. Inicialmente, destaco que a Eletrobras, empresa de economia mista, é a maior empresa do setor elétrico da América Latina, a 16ª maior empresa de energia do mundo e uma das cinco maiores geradoras hidrelétricas do mundo em capacidade instalada, na medida em que detém 29% da capacidade de geração do Brasil (51 GW instalados, em 239 usinas) e 65 mil quilômetros de linhas de transmissão, que representam 45% do total no Sistema Elétrico Nacional (peça 189).

16. A Eletrobras controla, portanto, ativos estratégicos para a segurança energética no longo prazo do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e, além disso, as 22 UHEs abrangidas pela Lei 14.182/2021 exploram o aproveitamento hidrelétrico de 50% dos reservatórios de água.

17. É pouco provável que o Brasil volte a ter UHEs com reservatórios.

18. Do montante total da capacidade instalada da Eletrobras, deve ser excluída a parcela que o Brasil detém da potência da Hidrelétrica Binacional Itaipu (7.000 MW ou 7 GW) e as potências integrais das usinas de Angra 1 e Angra 2 (1.990 MW ou 2 GW), pois a gestão dessas duas usinas será transferida para a nova empresa estatal que será criada, conforme Lei 14.182/2021. Assim, a capacidade instalada da nova Eletrobras alcançará 42 GW, totalizando 24% da potência instalada do Brasil.

19. Essa capacidade instalada disponível para a nova Eletrobras, sem a amarra estatal, poderá ser potencializada mediante a comercialização centralizada de sua carteira de contratos, por meio de uma empresa comercializadora.

20. Em termos de comparação, a segunda maior empresa do setor, a Engie (empresa com participação da estatal francesa Gaz de France) tem capacidade instalada de 10,6 GW, ou seja, um quarto da capacidade que terá a nova Eletrobras.

21. Além disso, a Eletrobras possui, por exemplo:
- i) participação nas Sociedades de Propósito Específico das usinas hidrelétricas de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio;
  - ii) participações nas Sociedades de Propósito Específico de empreendimentos eólicos; e
  - iii) participação na empresa Eletronet, empresa de transporte de Dados & Trânsito IP para Operadoras e Provedores de Internet, que possui e opera uma rede nacional de fibra óptica (Cabo OPGW - *Optical Ground Wire*) com mais de 17 mil km em 18 Estados do Brasil, integrada às redes de transmissão de energia elétrica.
22. Assim, a valoração dos 22 novos contratos de concessão ganha maior relevância, englobando UHEs já construídas com barramentos, reservatórios, turbinas, subestações e linhas de transmissão, sob a gestão das subsidiárias da Eletrobras: Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), Furnas Centrais Elétricas S/A (Furnas) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte).
23. Não se trata, portanto, de um convite para a construção de novos empreendimentos. Esse fluxo de caixa que ora analisamos sequer tem previsão de investimentos (*Capex*).
24. A Chesf é uma sociedade anônima de capital aberto que atua na geração e transmissão de energia em alta e extra-alta tensão, explorando a bacia hidrográfica do rio São Francisco.
25. A empresa Furnas é uma sociedade anônima de economia mista federal, de capital fechado, e de acordo com as demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período findo em 30/9/2021<sup>1</sup>:

#### Geração

A matriz de geração é composta por aproximadamente 97% de energia de fontes renováveis. São 28 (vinte e oito) usinas em operação e 1 (uma) fora de operação, cujas concessões são de Furnas, designada como responsável, em parceria com a iniciativa privada ou em regime de Sociedade de Propósito Específico (SPE) e que contam com 18.291,57 MW de potência instalada total, das quais:

- a) 22 (vinte e duas) são hidrelétricas (UHEs) com 17.793,57 MW de potência instalada total, sendo
  - 4 (quatro) 100% Furnas, 7 (sete) sob administração especial – afetadas pela Lei nº 12.783/2013 e 2 (duas) em parceria com 9.073,80 MW de potência instalada; e
  - 9 (nove) em SPE, com 8.719,77 MW de potência instalada.
- b) 1 (uma) é termelétrica 100% Furnas, com 350 MW de potência instalada;
- c) 1 (uma) é termelétrica fora de operação, 100% Furnas, com 25 MW de potência instalada.
- d) 5 (cinco) são eólicas em SPE, com 123 MW de potência instalada.

#### Transmissão

Furnas possui 35.198,57 km de linhas de transmissão, dos quais 21.702,00 km são de sua exclusiva concessão e 13.496,57 km em SPE.

26. A Eletronorte é uma sociedade de economia mista, de capital fechado, e de acordo com as demonstrações financeiras intermediárias condensadas do período findo em 31/3/2021<sup>2</sup>:
- As operações da Companhia com geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW (não auditado) e 5 usinas termelétricas com capacidade instalada de 198,87 MW (não auditado). Além disso, o total de 7 usinas vindas da Amazonas GT,

<sup>1</sup> (Disponível em: [https://webcolab.furnas.com.br/Financeiro/demonstr.nsf/FE931AB7E983E042032586D40040A37F/\\$FILE/FURNASSET21.REV.pdf](https://webcolab.furnas.com.br/Financeiro/demonstr.nsf/FE931AB7E983E042032586D40040A37F/$FILE/FURNASSET21.REV.pdf). Acesso em 5/2/2021).

<sup>2</sup> (Disponível em: <https://www.eletronorte.gov.br/demonstracoes-financeiras/>; Acesso em 5/2/2021).

sendo uma usina hidrelétrica com capacidade instalada de 249,75 MW (não auditado) e 6 usinas termelétricas com capacidade instalada de 805,12 MW (não auditado).

(...)

A transmissão de energia em corrente alternada é administrada pela Companhia por um sistema composto de 11.004,01 Km (não auditado) de linhas de transmissão com 47 subestações (não auditado) no Sistema Interligado nacional - SIN e 190,20 Km (não auditado) de linhas de transmissão com 1 subestação no Sistema Isolado, totalizando 11.194,21 km (não auditado) de linhas de transmissão e 48 subestações (não auditado).

(...)

A Companhia detém participação societária em 09 (nove) Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) de geração e de transmissão de energia elétrica e uma subsidiária integral.

27. Esses 22 novos contratos de concessão irão permitir que a nova Eletrobras, além do direito de explorar as 22 UHEs, por meio de suas subsidiárias, tenha acesso a todas as rendas oriundas das participações da empresa. Esse acesso irá ocorrer quando da aquisição das ações que serão ofertadas.

28. Portanto, o cálculo do valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC) ganha maior relevância em virtude da nova configuração acionária da Eletrobras, quando do fim dos procedimentos de capitalização, conforme previsto no art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021:

Art. 1º (...)

§ 1º A desestatização da Eletrobras será executada na modalidade de aumento do capital social, por meio da subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União, e será realizada a outorga de novas concessões de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 (trinta) anos (...)

29. A partir desse ponto, passo a adentrar em aspectos específicos da modelagem econômico-financeira do VAC. Antes, contudo, faz-se necessário apresentar as principais mudanças no regime de exploração no setor elétrico introduzidas pela Lei 14.182/2021.

#### IV – Mudança do regime de exploração

30. A principal alteração trazida pela Lei 14.182, de 12/7/2021, é a modificação do regime de exploração para produtor independente de energia (art. 4º, inciso III), bem como a previsão, estabelecida pelo art. 5º, § 1º, inciso III, de descontração da energia elétrica contratada nos termos do art. 1º da Lei 12.783, de 11/1/2013, para atender ao estabelecido no art. 4º, inciso III, desta Lei, de forma gradual e uniforme, fixada em 20% ao ano a partir de 2023 até 2027.

31. Assim, a descotização (descontração) nada mais é do que desfazer os atuais contratos de fornecimento de energia elétrica firmados entre as UHEs e as distribuidoras no regime de cotas, à exceção das UHEs de Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Coruá-Una, por já se encontrarem no regime de produtor independente de energia (PIE). Com a descontração ou descotização, as geradoras passarão a dispor livremente da energia elétrica produzida no regime de produtor independente de energia. Em consequência disso:

i) o consumidor deixará de receber a energia mais barata oriunda do regime de cotas, proveniente de usinas amortizadas, cujos contratos vigeriam até 2042 e 2052 (UHE Sobradinho), e passará a receber energia elétrica a preço de mercado oriunda da produção independente, em que o preço da energia é maior; e

ii) o consumidor não mais arcará com o risco hidrológico, mas a partir de 2023, será necessária a recomposição de lastro dessa energia de cota descontração, aspecto que voltarei a abordar mais à frente.

32. Conforme mencionado pelo relator em seu voto, a presente etapa processual tem como foco a avaliação das premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira desenvolvidas para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos às UHEs abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021.

33. O VAC servirá de base para a definição dos pagamentos que deverão ser arcados pela empresa a título de depósito na CDE (50%, art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021) e de pagamento de bônus de outorga (50%, art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021).

34. Quanto ao valor alocado à CDE, o pagamento será efetuado ao longo do período da concessão, de cota anual, em duodécimos (mensalmente).

35. Em relação ao bônus de outorga, o valor a ser pago pela Eletrobras ou por suas subsidiárias foi distribuído na forma do Anexo III a Resolução CNPE 30/2022, nos montantes alocados para Furnas (UHEs cotistas), Eletronorte (UHE cotista – Coaracy Nunes), UHE Sobradinho, UHE Itumbiara, UHEs Tucuruí e Curuá-Una e UHE Mascarenhas de Morais.

36. A Lei 14.182/2021, todavia, não estabeleceu a forma e tampouco os meios de pagamentos do valor referente ao bônus de outorga.

37. Desse modo, conforme registrado na Ata da Noningentésima Décima Oitava Reunião do Conselho de Administração da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras<sup>3</sup>, é possível que parte do pagamento seja efetuado mediante títulos da dívida pública, com obtenção de ganhos por parte da nova Eletrobras oriundos de descontos obtidos sobre o valor de face de precatórios, nos termos do art. 100, § 11, inciso III, da Constituição Federal, em virtude das alterações da Emenda Constitucional 113, de 8/12/2021, *verbis*:

Art. 100. Os pagamentos devidos pelas Fazendas Públicas Federal, Estaduais, Distrital e Municipais, em virtude de sentença judiciária, far-se-ão exclusivamente na ordem cronológica de apresentação dos precatórios e à conta dos créditos respectivos, proibida a designação de casos ou de pessoas nas dotações orçamentárias e nos créditos adicionais abertos para este fim. ([Redação dada pela Emenda Constitucional nº 62, de 2009](#)). ([Vide Emenda Constitucional nº 62, de 2009](#)) ([Vide ADI 4425](#))

(...)

§ 11. É facultada ao credor, conforme estabelecido em lei do ente federativo devedor, com auto aplicabilidade para a União, a oferta de créditos líquidos e certos que originalmente lhe são próprios ou adquiridos de terceiros reconhecidos pelo ente federativo ou por decisão judicial transitada em julgado para: ([Incluído pela Emenda Constitucional nº 113, de 2021](#))

(...)

III - pagamento de outorga de delegações de serviços públicos e demais espécies de concessão negocial promovidas pelo mesmo ente; ([Incluído pela Emenda Constitucional nº 113, de 2021](#))

38. A modelagem se baseou no fluxo de caixa descontado a valor presente líquido, mediante a taxa de desconto de 7,31%.

39. A lógica do fluxo de caixa dos novos contratos, em síntese, parte da garantia física ajustada das UHEs. Na sequência, são deduzidos: (i) a garantia física ajustada descotizada à taxa de 20% ao ano no período 2023-2027, à exceção das UHEs que já estão no regime de PIE; e (ii) as perdas (%) e o risco hidrológico representado pelo *hedge* (1-GSF, em %), todos incidentes sobre garantia física ajustada. O valor final reflete a energia comercializável líquida e sobre ele incide os preços estimados de energia elétrica de curto (2023-2027) e de longo prazo (2028 em diante). Posteriormente, são

<sup>3</sup> Disponível em: <https://ri.eletrobras.com>; Acesso em 10/2/2022.



deduzidos os valores referentes às despesas operacionais (encargos setoriais e pagamento à CDE), à depreciação para as UHEs não depreciadas e às despesas tributárias.

40. Os fluxos de caixa dos novos contratos na modelagem do MME (peça 199) não possuem previsão de investimento (aquisição de equipamentos, ampliação de instalações, por exemplo), ou seja, não há *Capex* (*Capital Expenditure*).

41. Nesse sentido, os FCs inseridos na peça 199 foram agrupados de acordo com a seguinte denominação: (i) Cotistas Chesf; (ii) Cotistas Furnas; (iii) Cotista Eletronorte, (iv) Sobradinho; (v) Itumbiara; (vi) Tucuruí; (vii) Mascarenhas; e (viii) Curuá-Una.

42. O VAC é resultante da comparação do valor de outorga dos novos contratos de concessão com o valor de outorga dos contratos de concessão vigentes, considerando, ainda, as deduções estabelecidas pela Lei 14.182/2021.

43. A estimativa de preços da energia elétrica a longo prazo é a variável de maior impacto na precificação do VAC, na medida em que foi aplicada de 2028 até o final da nova concessão, perfazendo um período de 25 anos. Sobre esse parâmetro recaem duas inconsistências apresentadas pela unidade instrutiva, ratificadas pelo Ministério Público junto ao TCU (MPTCU) e resumidas pelo Ministro Aroldo Cedraz, nos seguintes termos:

a) adoção de valores mais recentes do Custo Marginal de Expansão de Energia (CME-Energia) como estimativa de preço de longo prazo, resultando em um preço no patamar de R\$ 155,00/MWh, quando deveriam ter sido utilizados, sob o ponto de vista metodológico eleito pelo próprio MME, os CMEs mais distantes projetados, que se situam no patamar de R\$ 172,14/MWh (CME 2033) [CME-Energia 2033], ou, ao menos, a média dos anos que apresentam uma tendência de estabilização de valor, ou seja, de 2030 a 2033 (R\$ 169,23/MWh); e

b) completa desconsideração da componente de potência – denominada CME-Potência – e de seu potencial de receita futura por meio da venda de lastro de capacidade.

44. Ressalto que o MME adotou medidas corretivas para as inconsistências apontadas na alínea “a”, que resultaram em um acréscimo no montante de R\$ 10,6 bilhões no valor do VAC.

45. As inconsistências referentes à componente potência (alínea “b” do item 43) serão tratadas em capítulo específico.

46. Além disso, destaco mais duas inconsistências que influenciam diretamente no valor do VAC. A primeira referente à garantia física e fator de risco hidrológico e a segunda referente à escolha da taxa desconto pela sua importância de trazer a valor presente os fluxos de caixa líquidos elaborados. Essa taxa foi estimada com base na metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC), nos termos da Nota Conjunta SEI 4/2021/STN/SPE/SECAP/ME-DF.

## V – Parâmetros da modelagem econômico-financeira

### V.1 – Fator de risco hidrológico

47. A quantidade de garantia física total do sistema elétrico está inserida no modelo computacional Newave.

48. Conforme registrei no item 39 deste voto, a primeira variável dos fluxos de caixa dos novos contratos de concessão é a garantia física ajustada das UHEs.

49. Inicialmente, o MME procedeu à revisão das garantias físicas das 22 UHEs, passando de 13.373,0 para 12.390,8 MW médios. Posteriormente, o MME considerou a revisão ordinária prevista pelo Decreto 2.655/1998, para ocorrer em 2023.

50. Em vista disso, o órgão setorial recalculou a garantia física para efeito da modelagem econômico-financeira e passou a adotar como garantia física total das 22 UHEs o montante de 13.125,2 MW médios (peça 144, p. 9-11).

51. A Lei. 14.182/2021, nos termos de seu art. 4º, inciso IV, impôs às UHEs a assunção da gestão do risco hidrológico (GSF) como uma das condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica.

52. A garantia física das 22 UHEs permite auferir, deduzidas as perdas (%) e o efeito do risco hidrológico [*hedge* (=1-GSF, em %)], a garantia física a ser comercializada. Na projeção dos fluxos de caixa, a variável é denominada de “Energia Comercializável Líquida” sobre a qual incide os preços de energia de curto e de longo prazo. Esse procedimento resulta na estimativa de receita bruta anual.

53. A unidade instrutiva ressaltou que:

238. (...) normalmente se entende necessária, nas modelagens realizadas para empreendimentos hidrelétricos, a previsão de um *hedge* relacionado a um percentual da garantia física que possivelmente não será vendido pelas usinas, como mecanismo de proteção das variações hidrológicas.

54. Nos fluxos de caixa referentes aos novos contratos de concessão, consta uma variável específica denominada “*Hedge*” ou “*Hedge/GSF*”, conforme descrito na tabela a seguir, considerando-se o regime de exploração da UHE (peça 199).

UHE cotizada	UHE não cotizada
Garantia Física (MWmed)	Garantia Física (MWmed)
Perdas	Perdas
Garantia Física Líquida	Garantia Física Líquida
Energia Cotizada	<i>Hedge/GSF</i>
Energia Comercializável	Energia Comercializável Líquida
<i>Hedge</i>	Receita Bruta
Energia Comercializável Líquida	
Receita Bruta	

55. Portanto, o *hedge/GSF* é um redutor da garantia física da UHE, ou seja, reduz a receita bruta anual. E, por conseguinte, essa redução impacta negativamente nos fluxos de caixa dos novos contratos de concessão.

56. Passo, então, a abordar os efeitos do *hedge* (=1-GSF, em %) sobre a modelagem dos novos contratos de concessão com prazo de 30 anos.

57. De início, apresento o conceito de dois parâmetros do setor elétrico sobre esse tema.

58. O primeiro se refere ao Mecanismo de Alocação de Energia (MRE) criado para efetuar a conciliação de toda a geração hídrica em comparação com as garantias físicas das UHEs do parque hidroelétrico brasileiro. O MRE foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia. Isso se dá porque o despacho das usinas é centralizado pelo ONS para garantir o uso ótimo da água. Assim, o MRE realoca a energia entre seus integrantes, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

59. O segundo se trata do fator de risco hidrológico ou *Generation Scaling Factor* [GSF, na sigla em inglês], que representa a relação entre o total gerado pelas usinas hidrelétricas e a garantia física total dessas usinas.

60. Se o GSF for maior que 1 as usinas recebem valor maior que suas garantias físicas, se for menor que 1, as UHEs precisam recompor seus lastros contratuais. Em períodos secos, quando a relação do GSF é menor do que 1, a energia se torna escassa no mercado, e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) tende a ser mais alto do que os valores efetivamente vendidos pelas UHEs, gerando ônus financeiro.

61. Em sentido oposto, quando o GSF é maior do que 1, as sobras de energia gerada pelas usinas também são liquidadas sob a mesma sistemática, mas em um cenário de abundância, em que o PLD tende a ser menor que os valores efetivamente vendidos pelas UHEs.

62. No âmbito do MRE, o rateio entre os “condôminos” (UHEs) ocorre com a apuração de quais usinas cedem energia e quais usinas compram energia, o que se denomina de mercado secundário, com base na Tarifa de Energia Otimizada (TEO). Essa comercialização já ameniza o efeito do GSF menor do que 1.

63. Havendo, ainda, diferença entre o somatório das garantias físicas e a efetiva produção de energia das UHEs integrantes do MRE, a comercializada se dará no mercado de curto prazo com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

64. Recentemente, a Aneel homologou o resultado da repactuação do risco hidrológico que abrange todas as UHEs participantes do MRE. Por conseguinte, também envolveu as 22 UHEs enquadradas pela Lei 14.182/2021. O resultado se insere nos contratos de concessão vigentes na forma de extensão dos respectivos prazos, em função das quotas de cada uma das 22 UHEs. De acordo com o diretor-geral da Aneel<sup>4</sup>:

“A decisão permite a normalidade das liquidações do Mercado de Curto Prazo, recupera a eficiência do mercado, reduz a percepção de risco do setor elétrico para os investidores, atrai investimentos, traz segurança para o setor. A solução para o GSF contribui para a retomada do crescimento econômico no contexto desafiador causado pelos efeitos da pandemia, gerando renda, emprego e desenvolvimento socioeconômico para o País. Trata-se de uma vitória do setor elétrico e não apenas dos agentes envolvidos”. (sublinhei)

65. O resultado da repactuação sobre o processo ora em análise foi devidamente equacionado pelo MME, mediante a extensão do prazo dos atuais contratos de concessão. Na prática, essa extensão gerou aumento do valor de outorga dos contratos vigentes. E, por conseguinte, uma redução no VAC da ordem de R\$ 2,69 bilhões, de acordo com o resultado da simulação por mim solicitada à unidade técnica. O efeito decorre de atendimento ao disposto na Lei 14.052/2020.

66. O PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Este cálculo é realizado por modelos computacionais e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO).

67. Essa comercialização com base no PLD é efetuada somente se a usina não tiver em seu portfólio uma reserva de garantia física de contrato destinada para esses momentos de escassez. Reserva que todas as UHEs fazem, com base nos modelos computacionais compartilhados entre os agentes do setor elétrico brasileiro, considerando o planejamento energético (EPE) e o planejamento da operação (ONS). Com base nesses planejamentos, as UHEs avaliam cenários futuros para a disponibilidade hídrica e sugerem estratégias de comercialização.

<sup>4</sup> Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-regulamentacao-para-repactuacao-do-risco-hidrologico/656877?inheritRedirect=false](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-aprova-regulamentacao-para-repactuacao-do-risco-hidrologico/656877?inheritRedirect=false); Acesso em 13/2/2022.

68. Nesse escopo, as usinas do MRE têm estratégias de comercialização para cenários mais extremos, com PLD elevado, e possuem diversos mecanismos capazes de mitigar a exposição ao risco hidrológico.
69. Entre esses mecanismos, destacam-se: (i) a configuração do portifólio de contratos no ACR e no ACL; e (ii) a sazonalização da garantia física, impactando a liquidação no mercado e a própria possibilidade de manter uma fração da garantia física descontratada (hedge comercial), o que reduz os ganhos com a liquidação da energia secundária (sobra), mas ameniza as perdas com o ajuste do MRE.
70. Passo a apresentar minhas considerações quanto ao critério usado pelo MME para estimar o hedge (1-GSF), a fim de esclarecer que não se trata do head comercial, este advindo de estratégias de comercialização de cada empresa ou de cada UHE ou, para o presente caso, de cada uma das subsidiárias da Eletrobras.
71. Segundo o MME, o hedge (=1-GSF) a ser inserido no fluxo de caixa dos novos contratos de concessão deve estar aderente à trajetória de preços estimados na modelagem econômico-financeira.
72. Ora, o MME adotou nas estimativas de preço de energia a cotação do Índice de Curva *Forward* da plataforma da empresa de consultoria Dcide (curto prazo) e o valor do Custo Marginal de Expansão – Energia (longo prazo). Em relação à plataforma Dcide, a unidade instrutiva destacou que:
142. Como os contratos de comercialização no ambiente livre são sigilosos e apenas as partes envolvidas sabem de fato o preço de venda da energia, as referências de preços inseridas no sistema são meramente declaratórias, sem comprovação efetiva da veracidade dos valores.
73. O método para a estimativa de preço adotado pelo MME não se confunde com as negociações no âmbito do MRE.
74. Isso porque o Mecanismo de Alocação de Energia (MRE) se utiliza a Tarifa de Energia Otimizada e o PLD.
75. A unidade técnica, ao analisar a minuta de Resolução do CNPE (peça 147), mencionou que:
287. Analisando a planilha de cálculo do VAC (peça 147), foi identificada a necessidade de ajustes nas fórmulas de algumas células, por não seguirem as premissas adotadas pelo MME.
288. O primeiro se refere ao cálculo do hedge [=1-GSF] para as empresas Furnas, Eletronorte e Chesf. Como relatado acima, a Nota Técnica 46/2021-ASSEC definiu percentuais decrescentes de GSF, em uma redução escalonada entre 19,5% (2022 a 2025) até 5,2% (a partir de 2028). Entretanto, para essas três subsidiárias, foi utilizado 5,2% para todos os anos.
76. Conforme mencionado pela SeinfraElétrica, o percentual de 5,2%, equivalente ao hedge(=1-GSF) médio para o período 2001-2020, constou dos fluxos de caixa das UHEs para os 30 anos da concessão. E o escalonamento citado pela unidade técnica consta da Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 17-18).
77. O MME avaliou que, em vez de estimar o hedge (=1-GSF) com base na metodologia utilizada para empreendimentos hidroelétricos, o hedge deve ser calculado de outra forma para as 22 UHEs (peça 144, p. 18).
78. Esse escalonamento adotado pelo MME altera radicalmente a metodologia até então utilizada para empreendimentos hidroelétricos. Isso porque o hedge(=1-GSF) está associado à distribuição do GSF ao longo do período analisado. No presente caso, o período é 2022-2051.

79. Para o período 2022-2051, o MME não apresentou a distribuição do GSF.
80. O MME, então, usou o critério, especificamente para o período da descotização, de média para anos selecionados da série histórica passada do GSF referente ao período 2001-2020, conforme descrito na Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144, p. 17-18).
81. Os percentuais adotados pelo MME para o *hedge* ( $=1-GSF$ ) foram calculados da seguinte forma:
- i) 2022 a 2025 de 19,5% ( $100 - 80,5$ ), para a média do GSF de 2017 a 2020;
  - ii) 2026 de 14,7% ( $100 - 85,3$ ), para a média do GSF de 2015 e 2016;
  - iii) 2027 de 10% ( $100 - 90$ ), para o GSF de 2014; e
  - iv) a partir de 2028 de 5,2% ( $100 - 94,8$ ), para a média do GSF de 2001 a 2020.
82. O MME reproduz o passado mais recente do GSF (sete anos, 2014-2020) para o futuro próximo (seis anos, 2022-2027).
83. Ora, o critério adotado pelo MME não se fundamenta em cenários de distribuição probabilística, para projetar o GSF (risco hidrológico) para os próximos 30 anos, prazo dos novos contratos de concessão, tais como os modelos computacionais estocásticos adotados por agentes atuantes no setor elétrico.
84. Cito que existe metodologia usada pelo planejamento e operação do sistema elétrico que usam séries históricas de 90 anos, contendo variáveis como séries de vazões e dados de chuva (chuva vazão) e os requisitos de energias naturais afluentes (ENAs), para proceder a análises prospectivas e análises probabilísticas de cenários sobre o GSF.
85. Importante registrar que, embora o MME tenha usado rudimentarmente a média de anos selecionados do GSF passado, há estudo da própria Eletrobras, que usou distribuição probabilística, com cenários, para o GSF para 30 anos (2023-2052), considerando percentis P10, P25, P50, P75 e P90<sup>5</sup>.
86. A partir dessa distribuição probabilística do GSF realizada pela Eletrobras, considerando o percentil 50, para o período 2023 a 2052 (30 anos), pode-se obter o *hedge*( $=1-GSF$ ), ano a ano, para o período 2023-2052. Dessa forma, o *hedge*( $=1-GSF$ ) médio para 30 anos, com base nos dados da Eletrobras, atinge 6,9%. Friso que não se trata do hedge comercial.
87. Não posso me abster de registrar que o MME havia utilizado o *hedge*( $=1-GSF$ ) médio de 5,2% para todo o período abrangido pelos fluxos de caixa, 2022-2051. Entretanto, resolveu trocá-lo por um *hedge* escalonado.
88. O MME, ao alterar radicalmente a metodologia até então utilizada para empreendimentos hidroelétricos de *hedge*( $1-GSF$ ) médio com base na distribuição do GSF, causou uma subavaliação do VAC.
89. O resultado da simulação solicitada à unidade técnica, considerando para todo o período abrangido pelos fluxos de caixa o *hedge*( $=1-GSF$ ) médio de 5,2%, decorrente da distribuição do GSF fornecida pela CCEE para o período de 2001-2020, indicou um VAC de R\$ 70.018.286.141,00. Esse valor comparado ao publicado na Resolução CNPE 30/2021 (R\$ 67.052.502.399,86) revela uma subavaliação do VAC da ordem de R\$ 2,97 bilhões.
90. O MME, ao usar 19,5% para 2022-2025, está sinalizando que nesse período as UHES farão uma reserva de garantia física correspondente aquele percentual, tendo em vista a descontração que ocorrerá. Raciocínio que também se aplica aos percentuais de 14,7% e 10%.

<sup>5</sup> Disponível em: <https://ri.eletrabras.com>; Acesso em 9/2/2022.



91. As UHEs adotam, todavia, outros mecanismos para minimizar o impacto do risco hidrológico, por exemplo, contratos de seguro de riscos, em que parte do risco fica assegurado por esses contratos e parte é assumida pelas UHEs. Esses contratos estão sendo usados para minimizar o impacto do risco hidrológico (GSF).
92. Ademais, na hipótese de o GSF ser maior que 1, as UHEs se beneficiam desse excedente, pois corresponde ao percentual, que equivale à quantidade de energia produzida acima de sua garantia física. No período 2001-2020, o GSF foi maior que 1 em 8 anos.
93. Concluo que o  $hedge(=1-GSF)$  médio de 5,2%, correspondente à distribuição observada do GSF do período 2001-2020 (20 anos), inicialmente adotado pelo MME, é o percentual que melhor representa a evolução do GSF da série histórica de 2001-2020. Isso porque o MME não apresentou uma distribuição do GSF para o período de 2022-2051.
94. Resta-me afirmar que a atribuição de 19,5%, 14,7% e 10% de  $hedge$ , para o período de descotização, é assegurar à nova Eletrobras a apropriação da renda hidráulica dos consumidores residenciais que pagaram pelas usinas já amortizadas.
95. O critério utilizado pelo MME para fixação do  $hedge$ , para o período da descotização, impede a captação de boa parte do excedente econômico que integraria o valor da CDE, para amenizar o impacto tarifário dos consumidores, e o valor a ser destinado ao Tesouro Nacional.
96. Pelo exposto, sugiro determinar ao MME, com fundamento no art. 4º, inciso IV, da Lei 9.491/1997, c/c os arts. 7º, inciso VI, e 30, do Decreto 2.594/1998, e os arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, incisos III e IV, da Lei 14.182/2021, que adote as medidas necessárias de modo a estimar o  $hedge(=1-GSF)$ , mediante metodologia robusta que permita projetar o GSF para o período de 30 anos correspondente ao prazo dos novos contratos de concessão ou, alternativamente, utilize o percentual de 5,2% como  $hedge(1-GSF)$  para o período 2022-2051, por corresponder à média da distribuição do GSF da série histórica apresentada pela CCEE para o período 2001-2020.

## V.2 – Taxa de desconto

97. Os fluxos de caixa foram descontados a valor presente líquido, mediante a adoção de taxa de desconto, oriunda da estimativa do custo médio ponderado de capital (WACC, sigla em inglês).
98. De acordo com o MME (peça 144, p. 16):  
5.2.9.2. (...) a taxa de desconto considerada no processo da Eletrobras seguirá o mesmo estabelecido para a CEEE-G, ou seja, o WACC estabelecido na Nota Conjunta SEI nº 4/2021/STN/SPE/SECAP/ME-DF. (...)
99. Em atendimento à solicitação do MME, o Ministério da Economia (ME) emitiu a Nota Conjunta SEI 4/2021/STN/SPE/SECAP/ME-DF, de 2/6/2021, estimando o custo médio ponderado de capital (WACC, sigla em inglês):  
47. Com base nos cálculos apresentados nesta nota técnica, utilizando como referência metodológica o estudo intitulado Metodologia de Cálculo do WACC, os valores sugeridos para o custo médio ponderado de capital (WACC) são de 5,44% para o percentil 50, 6,38% para o percentil 69 e 7,31% para o percentil 84, (...).
100. A memória de cálculo do WACC, consta da Tabela 3 da Nota Conjunta SEI 4/2021/STN/SPE/SECAP/ME-DF, de 2/6/2021.

Tabela 3 - Resultado do Cálculo do WACC

Resultado	
<b>Estrutura de Capital</b>	
(A) Participação Capital Próprio	51,6%
(B) Participação Capital Terceiros	48,4%
<b>Custo do Capital Próprio (CAPM)</b>	
(1) Taxa Livre de Risco	0,95%
(2) Taxa Livre de Risco*	3,80%
(3) Taxa de Retorno do Mercado	10,80%
(4) Prêmio de Risco de Mercado	6,78%
(5) Beta Desalavancado	0,487
(6) IR + CSLL	34,0%
(7) Beta Alavancado = ((A) + (B) * [1 - (6)]) / (A) * (5)	0,787
(8) Prêmio de Risco do Negócio = (4) * (7)	5,34%
(9) Prêmio de Risco Brasil	2,86%
(10) Ajuste CDS	1,26
(11) Prêmio de Risco Brasil Ajustado = (9) * (10)	3,62%
(12) Custo de Capital Próprio Nominal = (1) + (8) + (11)	9,91%
(13) Taxa de Inflação Americana	1,80%
(14) Custo Real do Capital Próprio (CAPM) = [1 + (12)] / [1 + (13)] - 1	7,97%
<b>Custo do Capital de Terceiros</b>	
(15) Custo Real da Dívida	4,16%
(16) Custo Real da Dívida Líquido de Impostos = (15) * [1 - (6)]	2,75%
<b>WACC</b>	
Média	5,44%
Média + 1/2 s (percentil 69)	6,38%
Média + 1 s (percentil 84)	7,31%

101. O ME informou, também, que:

7. Além disso, a referida metodologia permite maior flexibilidade ao órgão setorial e/ou agência reguladora, para ajustar a taxa de desconto em função da conjuntura econômica e das especificidades do projeto a ser concedido, dado que seus resultados fornecem uma taxa de retorno para os percentis 50, 69 e 84. Assim, o órgão setorial e/ou a agência reguladora podem avaliar, dentre as taxas apresentadas, qual valor é mais adequado para cada ativo ou grupo de ativos a ser concedido, considerando o nível de incerteza associado ao certame.

102. O MME entendeu que a taxa de 7,31% é a mais adequada pelas razões que se seguem (peça 144, p. 16):

5.2.9.4. Tem-se que uma taxa mais alta se justifica, pois, no caso da Eletrobras, um volume considerável de empreendimentos que, hoje, se encontra sob o regime de cotas, e que, portanto, não está submetido ao risco hidrológico, segundo determinação do § 5º, art. 1º, da Lei nº 12.783, de 2013, será convertido para o regime de PIE. Lembrando que, no caso das usinas cotistas, o risco hidrológico é assumido pelas distribuidoras e, depois, repassado aos consumidores finais. Ao deixarem de ser cotistas, os empreendimentos da Eletrobras passarão a arcar com o risco hidrológico e com os resultados financeiros do MRE.

(...)

5.2.9.6. Outro aspecto, que tem que ser levado em consideração, é aquele relacionado ao risco de contratação. As usinas da Eletrobras, após a privatização, ficarão descontratadas, e, deste modo, passarão a ter um aumento da percepção de risco de preço em função da necessidade em se dar destinação a energia de seus empreendimentos, por meio de contratos a serem firmados seja no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), seja no Livre (ACL), risco minimizado, ou até mesmo inexistente para as cotistas, uma vez que estas têm assegurada a comercialização de suas cotas de garantia física com as distribuidoras de energia elétrica.

5.2.9.7. Por fim, a adoção de uma taxa mais elevada para o WACC, também, se justifica pelas mudanças estruturais vivenciadas pelo setor elétrico, tais como:

(i) promoção de maior competição entre as fontes de geração, uma vez que a matriz de energia elétrica brasileira deixou de ser estritamente hidrotérmica, e que conta com a inserção cada vez maior de fontes de geração de energia elétrica, inclusive de intermitentes, tais como usinas eólicas e solares fotovoltaicas;

(ii) redução da capacidade de regularização dos reservatórios das UHEs; e

(iii) mudanças nas condições hidrológicas do País, resultando em períodos de escassez hídricas.

5.2.9.8. Somam-se a essas mudanças, os avanços tecnológicos que o mundo já experimenta e para os quais o setor elétrico brasileiro, também, caminha. Assim, termos como armazenamento de

energia, flexibilidade, contratação de reserva de capacidade, recursos elétricos distribuídos, *off grid*, entre outros, pautarão a transformação elétrica brasileira.

5.2.9.9. Diante desse cenário inovador, e, por assim dizer, um cenário mais desafiador, em que há aumento na percepção de riscos de mercado pelos agentes, entende-se adequado empregar a taxa de 7,31% para o WACC no processo da Eletrobras.

103. Conforme registrei no item 54 deste voto, os fluxos de caixa já contemplam variável exclusiva, como deve ser feito, para absorver o risco hidrológico.

104. O MME, também, tratou as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes como se estivessem no regime de cotas, quando elas estão no regime de PIE. Essas três usinas geradoras, portanto, já atuam no ACL. A UHE Tucuruí, inclusive, manifestou-se expressamente que deseja permanecer como PIE.

105. Ademais, como ressaltado pela CCEE, o MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado.

106. Logo, a interpretação do MME quanto ao MRE é distorcida ao justificar que a escolha do maior WACC (7,31%) é em razão de as UHEs sob o regime de cotas passarem a arcar com o risco hidrológico e com os resultados financeiros do MRE.

107. Friso que os fluxos de caixa descontados da modelagem do MME não possuem previsão de investimento (aquisição de equipamentos, ampliação de instalações, por exemplo), ou seja, não há *Capex (Capital Expenditure)*, conforme figura a seguir (peça 199).

Todas as UHEs	UHE cotizada	UHE não cotizada
<b>TODAS UHEs</b>		
<b>PGTO ANUAL CDE</b>		
<b>Receita Bruta</b>	<u>Garantia Física (MWmed)</u>	<u>Garantia Física (MWmed)</u>
<small>ROL Intermediário (p/cálculo do P&amp;D)</small>	Perdas	Perdas
<b>Despesas Operacionais</b>	<u>Garantia Física Líquida</u>	<u>Garantia Física Líquida</u>
Encargo P&D	Energia Cotizada	<u>Hedge/GSF</u>
Encargo TFSEE	<u>Energia Comercializável</u>	<u>Energia Comercializável Líquida</u>
EUSTD	Hedge	
GAG O&M	<u>Energia Comercializável Líquida</u>	
PIS/COFINS		
CFURH		
Pgto à CDE		
Fundos Regionais		
Melhorias		
<b>EBITDA</b>		
Amortização da Outorga		
Depreciação do Imobilizado Descontada		
<u>Depreciação do Imobilizado</u>		
<b>LAIR</b>		
Prejuízo Fiscal Acumulado		
Prejuízo Fiscal a Compensar		
IR/CSLL		
<b>Lucro Líquido</b>		
Pgto de Outorga		
<b>FCL</b>		
<b>VPL</b>		

108. Logo, não há *Capex* a ser remunerado no âmbito dos novos contratos de concessão.

109. Também não faria sentido econômico falar em remunerar as despesas operacionais previstas nos fluxos de caixa dos novos contratos de concessão.

110. Dessa forma, a escolha da maior taxa de desconto, na prática, serviu para reduzir o VPL do fluxo de caixa livre dos novos contratos de concessão e, por conseguinte, do valor do VAC.

111. Assim sendo, não se sustentam as justificativas do MME, para a escolha da taxa de desconto de 7,31%, baseadas na assunção imposta por lei do risco hidrológico, da participação no MRE, da redução da capacidade de regularização dos reservatórios das UHEs e dos períodos de escassez hídricas, pois são situações que estão intrincadas ao GSF e ao MRE.

112. De igual modo, não vislumbro o risco de preço alegado pelo MME, pois os preços médios de energia no ACL (R\$ 195,99/MWh) e no ACR (R\$ 275,34/MWh) superaram o preço médio de energia dos contratos cotizados (R\$ 65,76/MWh), consoante a apresentação dos resultados do terceiro trimestre de 2021, publicados pela Eletrobras. Assim, a descotização propiciará à Eletrobras, de acordo com sua estratégia de comercialização, configurar seu portfólio de contratos no ACR e no ACL a valores superiores aos dos atuais contratos cotizados.

113. Não caberia nem pensar que a futura gestão da nova Eletrobras seria ineficiente a ponto de celebrar contratos com preço médio abaixo do preço médio dos contratos cotizados.

114. O MME apresenta justificativas que confrontam a boa prática advinda da competitividade em prol da expansão do SIN, mediante o crescimento do mercado livre, que já representa cerca de 35% do mercado de comercialização de energia. Cito, ainda, a migração de consumidores do ACR para o ACL, o que gera aumento de demanda no ACL.

115. Logo, a escolha do MME em relação à taxa de desconto de 7,31% deixa de apropriar parte do excedente econômico dos novos contratos de concessão.

116. Nesse escopo, considerando as possíveis taxas de desconto disponibilizadas pelo Ministério da Economia ao MME, solicitei à unidade técnica a simulação com a taxa de desconto de 6,38% para obter o valor adicionado dos novos contratos de concessão. O resultado indicou o VAC de R\$ 74.848.226.633,24, mantendo-se o *hedge*(=1-GSF) nos percentuais graúdos adotados pelo MME para o período de 2022 a 2027.

117. Em vista da confusão que o MME faz entre UHEs cotistas e não cotistas (PIE), solicitei, também, à unidade técnica a simulação com a taxa de desconto de 6,38% somente para as UHEs Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una, a fim de obter o valor adicionado dos novos contratos de concessão. O resultado indicou que seriam acrescidos ao VAC publicado na Resolução CNPE 30/2021 (R\$ 67.052.502.399,86) o montante de R\$ 2.983.128.479,00, perfazendo um VAC de R\$ 70.035.630.878,86, mantendo-se o *hedge* (=1-GSF) nos percentuais graúdos adotados pelo MME para o período de 2022 a 2027, conforme tabela a seguir.

UHEs	Participação das UHEs não cotistas no VAC (R\$) com WACC = 7,31%	Participação das UHEs não cotistas no VAC (R\$) com WACC = 6,38%	Valor a ser acrescido ao VAC
Tucuruí	19.602.690.888,00	22.359.993.330,00	2.757.302.442,00
Mascarenhas de Moraes	1.906.578.739,00	2.127.867.709,00	221.288.970,00
Curuá-Una	13.472.404,00	18.009.470,00	4.537.066,00
Total	21.522.742.030,00	24.505.870.509,00	2.983.128.479,00

118. Assim, proponho determinar ao MME, com fundamento no art. 4º, inciso IV, da Lei 9.491/1997, c/c os arts. 7º, inciso VI, e 30, do Decreto 2.594/1998, e os arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, incisos III e IV, da Lei 14.182/2021, que:

- a) adote uma taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão, em razão da mudança do regime de exploração das UHEs cotistas; e
- b) adote uma taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão para as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, tendo em vista que essas usinas geradoras já estão no regime de produtor independente de energia.

### V.3 – Estimativa de preço da energia elétrica no longo prazo

119. Conforme mencionado pela unidade instrutiva, a garantia física do Sistema Interligado Nacional está superdimensionada. E, por isso, atualmente não permite uma operação ótima para atender os requisitos de energia e potência. Teoricamente, a garantia física registrada no sistema computacional Newave deveria garantir o suprimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional em energia e potência.

120. Tanto que os leilões de energia, então realizados, associavam esses dois requisitos: energia e potência.

121. A Lei 10.848/2004 (art. 1º, inciso X) garante que a comercialização de energia elétrica entre concessionários se dê mediante contratação regulada ou livre, mas exige requisitos, dentre eles o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento, propostos pelo CNPE.

122. Não obstante isso, desde 2008, no que se refere à energia, passaram a ser realizados leilões para contratação de energia de reserva, adquirida pela CCEE e vendida diretamente no mercado de curto prazo. Contratação que não gera lastro de garantia física para o sistema elétrico. Em vista disso, foi criado o Encargo de Reserva de Energia cobrado dos consumidores (Decreto 6.353/2008). Significa que os consumidores pagam duas vezes por uma parte da garantia física registrada no sistema.

123. Em 2016, em razão das alterações promovidas na Lei 10.848/2004 (art. 1º, § 4º, inciso I) pela Lei 13.360/2016, o normativo passou a prescrever, na operação do Sistema Interligado Nacional, a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis. Esta inclusão sinaliza a necessidade de potência para garantir o suprimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional.

124. A EPE, ao elaborar em 2017 o PDE 2026<sup>6</sup>, passou a considerar que:

O CME [custo marginal de expansão] é agora obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à carga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência. (sublinhei)

125. Com a mudança da matriz energética, pela entrada de usinas intermitentes, a exemplo de usinas de fonte eólica e solar, o sistema elétrico passou a requerer mais potência. Tanto é que o PDE 2029, elaborado em 2020 pela EPE, indicou a necessidade de expansão específica para o atendimento da demanda de potência, a partir de 2024.

126. Assim, a partir de 2021, passou a ser realizado leilão para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, com base na Lei 10.848/2004, em função das modificações trazidas pela Lei 14.120/2021, regulamentada pelo Decreto 10.707/2021. Essa reserva de potência também é adquirida pela CCEE e destinada para suprir os horários de picos do sistema elétrico. Essa contratação, assim como para os contratos de energia de reserva, também não gera lastro de garantia física para o sistema elétrico, tendo sido criado Encargo de Reserva de Potência, a ser pago pelos consumidores.

127. Neste ponto, chamo a atenção para ressaltar que nem a Lei 14.120/2021 nem o Decreto 10.707/2021 em nenhum momento restringem as hidrelétricas da possibilidade de participação em leilão referentes à reserva de capacidade, na forma de potência.

128. A modelagem ora analisada apresenta fluxos de caixa, para o prazo de 30 anos, que tem como entrada garantia física que não garante o suprimento de energia e potência requerida atualmente pelo sistema elétrico.

129. Essa modelagem por garantia física está descasada da real necessidade do sistema elétrico, que recorre a energia de reserva e capacidade de potência. Ainda, a contratação advinda dessa

<sup>6</sup> Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>; Acesso em 11/2/2021, p. 53.



modelagem econômico-financeira apresentada pelo MME será alterada no futuro próximo, conforme os termos do Projeto de Lei 414/2021, que tramita na Câmara de Deputados com prioridade para 2022.

130. A modernização do setor elétrico está caminhando para: (i) formação de preço horário de energia; (ii) formação de preço por oferta; (iii) separação de energia e lastro; (iv) abertura do mercado livre; (v) criação de novos serviços ancilares; e (vi) individualização do risco. Com a modernização haverá a transição dos contratos de comercialização de geração vigentes para o mecanismo de adequabilidade de suprimento, com a separação de lastro e energia.

131. Portanto, o que está sendo gestado nessa modernização do setor elétrico é garantir a segurança energética do sistema elétrico, que já não tem espaço para arranjos paliativos, tais como leilões de energia de reserva e de reserva de capacidade de potência. O sistema elétrico clama por sua modernização.

132. A modelagem apresentada pelo MME, no entanto, não precifica a potência (MW), e as 22 UHEs enquadradas pela Lei 14.182/2021 possuem capacidade instalada de 26.089,6 MW.

133. Dado esse panorama, passo a abordar a questão sobre a estimativa de preços da energia elétrica no longo prazo.

134. A unidade instrutiva afirma que o MME incluiu o fator potência em sua premissa, ao mencionar expressamente “Balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030”.

135. Desde o PDE 2026<sup>7</sup>, elaborado pela EPE, o custo marginal de expansão (CME) é parâmetro para tomada de decisão de investimento:

Destaque especial deve ser dado à inclusão do Modelo de Decisão de Investimento (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema pela minimização dos custos totais de investimento e operação, em adição aos critérios de risco e economicidade definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Como subproduto desse modelo, também é obtido o custo marginal de expansão.

136. Entenda-se que o CME inclui as duas partes: CME-Energia e CME-Potência.

137. Como afirmado pela EPE, o CME é parâmetro para decisão de investimento.

138. Nesse escopo, faz todo sentido a premissa adotada pelo MME de balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030.

139. A SeinfraElétrica destacou que a premissa adotada pelo MME foi que o valor da venda da energia no longo prazo [2028 a 2051] tenderia a se igualar ao Custo Marginal de Expansão do sistema. Ressaltou também que a componente de potência representa um valor agregado significativo no CME, o qual foi todo ignorado pelo Poder Concedente em seus estudos do VAC.

140. Sobre esse aspecto, a SeinfraElétrica assevera que ao se desconsiderar completamente a componente de potência:

i) desconsidera-se o potencial de arrecadação por meio de sua venda, de modo que a eventual receita dos novos contratos de concessão no regime de produtor independente de energia pode estar sendo subavaliada; e

ii) o VAC das novas concessões pode estar sendo indevidamente subavaliado

<sup>7</sup> Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>; Acesso em 13/2/2021, p. 15.

141. Assim sendo, o MME, ao orientar a EPE a utilizar somente o custo marginal de expansão de energia (CME-Energia), gerou um descasamento da premissa básica da modelagem para estimativa do VAC.

142. Por que desmembrar o custo marginal de expansão (CME) se o balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para expansão é essencial para garantir o suprimento eletroenergético ao Sistema Interligado Nacional em energia e potência?

143. Esse equilíbrio ou o balanço entre oferta e demanda de energia e de potência é obtido quando o custo marginal de operação médio (CMO médio) se iguala ao custo marginal de expansão (CME), como critério de garantia de suprimento para o sistema elétrico, adicionada ao déficit que não exceda a 5%.

144. Essa igualdade refletida no mercado de comercialização se traduz como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

145. A SeinfraElétrica, quanto ao PLD, citou os seguintes valores médios: (i) R\$ 316,11/MWh desde janeiro/2010; e (ii) R\$ 236,65/MWh, considerando os últimos 3 anos (setembro/2018 a agosto/2021).

146. Portanto, quaisquer das partes isoladamente do CME não servem como parâmetro de preço de comercialização de energia de longo prazo.

147. Em conclusão, a unidade técnica propôs recomendar ao MME que adote, na estimativa de valor da energia de longo prazo, previsão da componente potência.

148. O MPTCU entende “inexistir margem de discricionariedade para manutenção da situação apontada pela unidade técnica” (peça 249, p. 16, item 84). De acordo com o MPTCU, “Porquanto a subestimativa de valores devidos ao erário afronta diretamente o interesse público, [seria] defeso à unidade jurisdicionada optar por não saná-la” (peça 249, p. 16, item 84, *in fine*).

149. O MPTCU sugere a este TCU que determine ao MME que, na estimativa de valor da energia de longo prazo, seja incluída previsão das receitas auferíveis com a componente de valor do lastro de capacidade de energia (CME-Potência).

150. O Ministro Aroldo Cedraz, em seu voto, registrou que a componente denominada CME-Potência irá proporcionar ganhos extraordinários às usinas da Eletrobras abrangidas pela Lei 14.182/2021.

151. A própria Eletrobras considera que a comercialização de potência será um dos principais produtos das hidrelétricas<sup>8</sup>.

152. De forma direta, os cálculos apresentados deixam de trazer para o fluxo de caixa a variável de fundamental importância para o sistema elétrico que compõe o custo marginal de expansão. O modelo atual não permite o desmembramento do custo marginal de expansão, pois os requisitos de operação ótima são energia e potência, juntos. Dessa forma, no atual modelo, o MME não pode usar somente uma das partes do custo marginal de expansão.

153. Para calcular o atual valor do VAC (R\$ 67.052.502.399,86 - Resolução CNPE 30/2021), o ministério optou por utilizar o CME-Energia do ano de 2033 fornecida pela EPE, conforme tabela abaixo, no montante de R\$ 172,14/MWh. Poderia ter utilizado, dessa mesma tabela, o dado referente ao CME (que abarca a variável potência).

Tabela 7 – Custo Marginal de Expansão

Ano	CME (R\$/MWh)							
	2026	2027	2028	2029	2030	2031 <sup>1</sup>	2032 <sup>1</sup>	2033 <sup>1</sup>
CME-Energia	46,43	61,53	110,33	144,90	165,09	169,50	170,19	172,14

<sup>8</sup> Disponível em <https://ri.eletrobras.com>; Acesso em 10/2/2022.

CME	128,35	143,50	192,01	226,67	246,79			
-----	--------	--------	--------	--------	--------	--	--	--

Fonte: Peça 205, p. 13 (CME-Energia) e peça 207, p. 14 (CME).

<sup>1</sup> Os CME dos anos de 2031, 2032 e 2033 não constam na NT da EPE de cálculo do CME e não foram trazidos no estudo da EPE relativo a essa modelagem.

154. Assim sendo solicitei à SeinfraElétrica que simulasse o impacto no VAC, considerando-se como preço de longo prazo o valor do Custo Marginal de Expansão (CME) de R\$ 246,79/MWh, referente ao ano de 2030, último valor da série disponível. O resultado da simulação revelou que o VAC alcançaria R\$ 113.038.439.433,15. Esse valor comparado ao de R\$ 67.052.502.399,86 (Resolução CNPE 30/2021) indica que o erro na estimativa do preço de energia de longo prazo, isoladamente, gerou uma subavaliação da ordem de R\$ 46 bilhões.

155. Friso que o valor do CME de R\$ 246,79/MWh, referente ao ano de 2030, situa-se próximo ao valor médio do PLD apontado pela SeinfraElétrica de R\$ 236,65/MWh, para os últimos 3 anos (setembro/2018 a agosto/2021).

156. A simulação indica que a estimativa do preço de energia de longo prazo adotado na modelagem apresentada pelo MME e pela EPE subavalia o VAC. Esse erro deve ser corrigido antes da assinatura dos novos contratos de concessão para que se evite a perpetuação do erro por 30 anos.

157. O TCU não pode assumir o ônus de calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica, mas deve, por atribuição constitucional, apontar os erros e determinar aos órgãos responsáveis que adotem as medidas necessárias para efetuar as devidas correções. No presente caso, deve-se buscar manter o critério de equilíbrio entre oferta e demanda de energia e de potência, pois esse equilíbrio garante a segurança energética do sistema elétrico, de modo a permitir uma operação ótima para atender os requisitos de energia e potência.

158. Nesse sentido, perfilhando do entendimento do MPTCU, sugiro determinar ao MME, com fundamento no art. 4º, inciso IV, da Lei 9.491/1997, c/c os arts. 7º, inciso VI, e 30, do Decreto 2.594/1998, e os arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, incisos III e IV, da Lei 14.182/2021, que adote as medidas necessárias, a fim de corrigir a estimativa de preço de energia para o longo prazo, adotada para o cálculo do valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos às UHEs abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, de modo a garantir o balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, consoante premissa expressa da metodologia.

#### V.4 – Consolidação do impacto sobre o VAC

159. Neste ponto, apresento a consolidação do impacto sobre o cálculo do valor adicionado dos novos contratos de concessão (VAC), levando em conta as ponderações apresentadas nos subtópicos V.1, V.2 e V.3.

160. Para tanto, solicitei à SeinfraElétrica que simulasse o cálculo do VAC, considerando três cenários em função dos seguintes parâmetros e valores. O resultado por cenários está representado na tabela a seguir.

Cenário	Parâmetros			VAC simulado (R\$)	Valor a ser acrescido ao VAC publicado na Resolução CNPE 30/2021
	hedge(=1-GSF) em % para os 30 anos da concessão	Preço de energia longo prazo 2028 em diante (R\$/MWh)	Taxa de desconto WACC (%)		
1	5,2%	R\$ 172,14/MWh	6,38%	R\$ 77.912.085.850,73	R\$ 10.859.583.450,87
2	5,2%	Valor médio constante da peça 209 (Eletrobras) <sup>1</sup>	6,38%	R\$ 93.283.166.673,41	R\$ 26.230.664.273,55

3	5,2%	R\$ 246,79/MWh	6,38%	R\$ 130.392.169.511,12	R\$ 63.339.667.111,26
---	------	----------------	-------	------------------------	-----------------------

(1) Valor médio dos valores constantes da peça 209 para o período 2028-2050.

161. O resultado consolidado indica que o VAC está subavaliado para os três cenários. A diferença entre os três cenários decorre do preço de energia de longo prazo.

162. O resultado referente ao cenário 3, por exemplo, aponta para um VAC de R\$ 130.392.169.511,12. Esse valor comparado ao publicado na Resolução CNPE 30/2021 de R\$ 67.052.502.399,86 revela uma subavaliação do VAC da ordem de R\$ 63,34 bilhões.

## VI – Parâmetros não revisados no âmbito dos estudos de viabilidade das 22 usinas

163. Segundo a unidade técnica, não houve a revisão de parâmetros importantes referentes: à série de vazões dos empreendimentos; ao uso consuntivo das águas; a produtividade das usinas; à batimetria dos reservatórios; e aos elementos de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR).

164. Esses parâmetros mencionados pela unidade instrutiva impactam diretamente o modelo de operação do SIN e interferem em sua principal variável: o Custo Marginal de Operação (CMO) calculado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa variável é determinística para o esvaziamento dos reservatórios das UHEs ou para o uso de usinas, a exemplo das térmicas.

165. A SeinfraElétrica alertou com propriedade sobre todos os riscos acerca de não atualizar aqueles parâmetros e asseverou que “a despeito dos riscos mencionados, o processo de recálculo de garantias físicas envolve atividades que fogem ao escopo do presente trabalho e que poderiam demandar um prazo incompatível com o cronograma de privatização da Eletrobras, motivo pelo qual se entende pela inviabilidade de providências relacionadas ao assunto”.

166. O relator do feito, Ministro Aroldo Cedraz, registrou em seu voto que (peça 293, p. 12):

67. Concordo plenamente que seria inviável adotar providências relacionadas a esse tema dentro do cronograma de desestatização pretendido pelo Poder Executivo. Por outro lado, não creio que a observância a esse ou outro cronograma de governo possa ser seguido ou imposto às cegas, parecendo-me imprescindível que seja devidamente motivada pelas autoridades competentes toda e qualquer preferência cronológica dada à desestatização em tela em detrimento de oportunidades de melhoria e de retificação de falhas tecnicamente apontadas como pertinentes. (sublinhei)

167. De fato, a Lei 14.182/2021 não estabeleceu cronograma, nem a data final para atendimento do art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021, tampouco fixou a data para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras.

168. De acordo com a SeinfraElétrica, a atualização daqueles fatores é essencial para a segurança energética do Sistema Interligado Nacional, quais sejam: série de vazões dos empreendimentos, uso consuntivo das águas, produtividade das usinas, batimetria dos reservatórios e parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR).

169. Entendo que um cronograma que a lei não estabeleceu não pode ser empecilho para a concretização das atualizações dos parâmetros citados pela unidade técnica.

170. Isso porque tais problemas trazem consequências sistêmicas, pois majoram indevidamente a capacidade de geração de energia, impondo erros aos modelos computacionais de previsão de geração e de necessidade de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro.

171. Sobre esse tema, o Ministério Público junto ao Tribunal de Contas da União (MPTCU) considera necessária a realização das atualizações e sugeriu direcionar o tema ao MME e à EPE como recomendação.

172. O Ministro Aroldo Cedraz, relator do processo, trouxe contribuições valiosas que, ao abordar os problemas estruturais mencionados, concluiu que é preciso revisar os aspectos que desequilibram estruturalmente o sistema, em vista da oportunidade apresentada, nos seguintes termos:

9.2. recomendar ao Ministério de Minas e Energia que:

(...);

9.2.2. complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021;

173. Portanto, alinho-me aos entendimentos convergentes da SeinfraElétrica, do MPTCU e do Ministro Aroldo Cedraz, relator deste processo, a fim de recomendar ao Ministério de Minas e Energia que complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021.

## VII – Repotenciação e usinas híbridas

174. Abordo dois aspectos importantes para expansão da capacidade instalada do Sistema Elétrico Integrado Nacional que não foram considerados pelo MME no cálculo do VAC.

175. O primeiro é a possibilidade de geração de energia elétrica de forma híbrida pelas UHEs enquadradas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021. Essas UHEs podem acoplar aos seus reservatórios placas fotovoltaicas, a exemplo do projeto piloto da UHE Sobradinho. A geração híbrida (usinas híbridas) terá importante papel de complementaridade de geração e de otimização do uso das linhas de transmissão já existentes. A recente Resolução Normativa Aneel 954, de 3/1/2022, já estabelece procedimentos para regulamentar as Centrais Geradoras Híbridas. Repiso que as UHEs envolvidas na desestatização da Eletrobras detêm 50% dos reservatórios de água do Brasil.

176. Há um potencial de geração de energia solar em placas fotovoltaicas flutuantes caso sejam implantadas sobre os reservatórios das 22 UHEs da Eletrobras. Todavia, não há estudos que indiquem qual o montante de garantia física que pode ser acrescentada às UHEs abrangidas pela Lei 14.182/2021. O tratamento possível a ser dado seria *ex-post* mediante a inclusão de cláusula contratual nos novos contratos de concessão, de modo a estabelecer a forma de divisão entre a União e a nova Eletrobras dos ganhos oriundos de eventual geração de energia elétrica de forma híbrida. Nesse sentido, o percentual alocado à União seria, então, repartido na proporção estabelecida no art. 4º, incisos I e II, da Lei 14.182/2021.

177. Cito, como exemplo, os casos das UHEs Sobradinho/BA, Balbina/AM e Santa Clara/PR que já possuem esse sistema de placas fotovoltaicas instaladas.

178. O segundo aspecto se refere à repotenciação.

179. A EPE elaborou o estudo denominado Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada<sup>9</sup>. O Brasil possui o terceiro maior parque hidráulico do mundo e, por essa razão, o tema da repotenciação tem sido discutido por várias entidades: universidades, empresas concessionárias de geração, consultorias de engenharia, fabricantes

<sup>9</sup> Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-432/EPE-DEE-088\\_2019\\_Repotencia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Usinas%20Hidrel%C3%A9tricas.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-432/EPE-DEE-088_2019_Repotencia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Usinas%20Hidrel%C3%A9tricas.pdf); Acesso em 11/2/2022.



de equipamentos, órgãos do governo e demais agentes do setor. É convergente o discurso no sentido de que é “unânime o reconhecimento dos benefícios e oportunidades de repotenciação das usinas nacionais”<sup>9</sup>.

180. O referido estudo indica a possibilidade de acrescer 11.000 MW de capacidade instalada adicional sem a necessidade de construir novas UHEs. Em consequência, o Custo Marginal de Operação (CMO) do Sistema Elétrico Brasileiro poderá ser reduzido em 11%<sup>9</sup>. O estudo também aponta para um possível adicional de capacidade trazido pela repotenciação em benefício do SIN, o que garantirá mais potência favorecendo a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência<sup>9</sup>.

181. Por fim, o estudo ressalta que o momento de renovação ou relicitação das concessões é a melhor oportunidade de induzir a repotenciação e modernização.

182. A UHE Tucuruí, por exemplo, com a construção da terceira casa de força (Etapa III) pode vir a aumentar sua capacidade instalada em 3.300 MW. Outro exemplo é a UHE Coaracy Nunes que pode ter a 2ª casa de força (Etapa II) com aproveitando da infraestrutura existente, em especial o barramento.

183. A desestatização da Eletrobras reflete a renovação das concessões vigentes com mudança de regime de exploração das UHEs cotizadas para produtor independente de energia e permanência desse regime para aquelas UHEs não cotizadas. Essa desestatização está sendo conduzida sem previsão de licitação.

184. Assim sendo, não haverá a possibilidade de a União obter a melhor oferta pelas UHEs abrangidas, mediante a concorrência de potenciais interessados, como ocorreria no caso de um leilão.

185. A Unidade Técnica, ao abordar o tema, relatou que:

68. Verifica-se, assim, que se trata de ativos antigos do parque hidrelétrico brasileiro, havendo que se registrar os potenciais benefícios relativos à modernização dessas usinas, conforme estudo elaborado pela EPE (...).

(...)

70. (...) a EPE informou que ‘não há informações suficientes para indicar a viabilidade financeira e técnica sobre o investimento em novos estudos para todas as usinas em questão’ e que os ‘instrumentos mais eficientes para endereçar esse investimento seriam evoluções regulatórias e de mercado’ (peça 202), na linha do que se discute atualmente no âmbito da modernização do setor elétrico brasileiro, cujos principais pontos são tratados no âmbito do PLS 232/2016 e do PL 414/2021.

71. Em termos de custos, a Resolução Normativa Aneel (REN) 934/2021 estabelece os valores para ressarcimento dos estudos de viabilidade econômico-financeira (EVTE) dos aproveitamentos hidrelétricos nos processos de licitação de empreendimentos de geração, (...).

(...)

72. Considerando tais valores como estimativa dos custos que seriam arcados pela Eletrobras na elaboração desses estudos para cada uma das usinas envolvidas na outorga em questão, isso representaria uma despesa total de aproximadamente R\$ 727 milhões, como exposto na Tabela 4 abaixo.

(...)

73. Esse montante representa menos de 1,5% do valor adicionado com os novos contratos de concessão (VAC), motivo pelo qual não há o que se falar em inviabilidade econômica sobre o investimento em novos estudos para todas as usinas em questão, como alegado pela EPE. (...).

(...)

78. Verifica-se, portanto, dada a importância do conjunto de usinas envolvido nas novas concessões a serem outorgadas, que eventuais ganhos em termos de potência nesses empreendimentos poderão resultar em benefícios não só de ordem sistêmica, mas para a própria geração de receitas da

Eletrobras, motivo pelo qual, inclusive, pode-se aventar interesse residual da concessionária na realização dos estudos em questão.

186. Em virtude disso, a SeinfraElétrica propôs recomendar ao MME que avalie – à luz das conclusões anteriormente expostas pela EPE na Nota Técnica de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas, Ganhos de Eficiência, Energia e Capacidade Instalada (contendo os benefícios potenciais com a modernização do parque hidrelétrico brasileiro), das incertezas associadas à aprovação ou não do projeto de modernização do setor elétrico e do eventual interesse da Eletrobras na realização desses estudos – a oportunidade e a conveniência de se incluir no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras cláusula que estabeleça a realização de estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

187. Os contratos de concessão da UHE Porto Primavera e da CEEE-GT contemplam cláusulas que incorporaram o sentido da recomendação sugerida pela Unidade Técnica para o presente caso.

188. O MPTCU trouxe várias considerações valiosas sobre essa temática e sugeriu ao Colegiado que determinasse ao MME que inclua, no instrumento contratual das 22 novas concessões previstas pela Lei 14.182/2021, cláusula que estabeleça obrigação da concessionária em contratar estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da agência reguladora, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira no cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

189. O nobre relator, Ministro Aroldo Cedraz, acolheu a proposta apresentada pela SeinfraElétrica, com os seguintes termos: recomendar ao Ministério de Minas e Energia que inclua no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras a que se refere o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021, cláusula que estabeleça como obrigatória a realização de estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazendo constar da referida cláusula os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

190. Acompanho o entendimento convergente da Unidade Técnica, do MPTCU e do relator do feito, Ministro Aroldo Cedraz, sobre a relevância dos benefícios da repotenciação para o Sistema Elétrico Brasileiro.

191. Cito que o art. 3º-A da Resolução CNPE 30/2021 tratou desse tema nos termos que se seguem:

Art. 3º-A O concessionário se obrigará, sob pena de caducidade da concessão, a realizar as seguintes atividades para as UHEs do Anexo I:

I - desenvolver e apresentar à Aneel, no prazo de trinta e seis meses da data de assinatura do Contrato de Concessão, os Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica, incluindo os aspectos ambientais pertinentes, para identificação do Aproveitamento Ótimo, com avaliação dos custos e benefícios sistêmicos de investimentos na modernização, repotenciação e hibridização de usinas concedidas à Eletrobras constantes do Anexo I, considerando as estruturas civis existentes, conforme instruções a serem definidas pela Aneel, cabendo ao Ministério de Minas e Energia estabelecer as diretrizes para a sua regulamentação; e

II - implantar o Aproveitamento Ótimo, caso seja economicamente viável, em até cento e trinta e dois meses da assinatura do Contrato de Concessão.

Parágrafo único. Os novos contratos de concessão, de que trata o *caput* do art. 2º, deverão conter cláusula no que tange à obrigação de que trata o *caput*.

192. Assim, proponho alterar para determinação a recomendação sugerida pelo relator, a ser direcionada ao MME, com pequenos ajustes nos termos propostos:

determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), que inclua no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras a que se refere o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021,

cláusula que estabeleça como obrigatória a realização de estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazendo constar da referida cláusula os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga.

### VIII – Custo de oportunidade da UHE Tucuruí

193. A UHE Tucuruí está operando no regime de produtor independente de energia, mediante o Contrato de Concessão 007/2004-Aneel-Eletronorte, celebrado em 12/11/2004, entre a União, por intermédio da Aneel, e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte), com prazo de vigência previsto até 30/8/2024.

194. De acordo com o referido contrato de concessão, no aproveitamento hidrelétrico, a concessionária terá ampla liberdade na direção de seus negócios (cláusula terceira), o preço aplicável na comercialização da energia elétrica produzida será negociado livremente pela concessionária com os compradores (cláusula quarta), a concessão confere à concessionária, dentre outras prerrogativas, a de comercializar a potência e energia do aproveitamento hidrelétrico (cláusula sétima, inciso VII).

195. Os Anexos 1, 2, 3 e 4 do Contrato de Concessão 007/2004-Aneel-Eletronorte, à época da assinatura, 12/11/2004, registra para a UHE Tucuruí os seguintes parâmetros: (i) potência instalada de 8.370 MW, com 25 unidades geradoras; (ii) subestação (SE) elevadora de 13,8/500kW; (iii) Linha de Transmissão (LT) 500kW com extensão de 1 km; (iv) energia assegurada de 4.140 MW médios; (v) potência assegurada de 6.949,6 MW.

196. Atualmente, a potência instalada da UHE Tucuruí é de 8.535 MW e representa 33% do total de 26.089,6 MW referente à potência instalada das 22 UHEs abrangidas pela Lei 14.182/2021. Em outras palavras, a UHE Tucuruí sozinha equivale a 1/3 do montante que está sendo negociado no âmbito da desestatização ora analisada.

197. Os termos do Contrato de Concessão 007/2004-Aneel-Eletronorte indicam que a UHE Tucuruí já opera no regime de produtor independente de energia, situação semelhante às UHEs Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una.

198. Assim, não há por que se falar em descotização da UHE Tucuruí. Trata-se de prorrogação antecipada da concessão da UHE Tucuruí, sem licitação. Portanto, na presente desestatização, foi inserida uma usina geradora estratégica do Sistema Elétrico Brasileiro pela sua envergadura, em termos da garantia física de 3.995,5 MW médios.

199. A Eletronorte, segundo a Eletrobras, realizou estudos de pré-viabilidade da UHE Tucuruí – etapa III (2015), oportunidade em que foram avaliados diversos cenários, sendo indicada a implantação de uma terceira casa de força, com 3.304 MW de potência instalada, correspondente a 1.062 MW médios adicionais de garantia física. Todavia, a Eletrobras destaca que:

O estudo de pré-viabilidade segue indicando que “...no período de janeiro a maio de cada ano, são vertidas vazões que variam de 3.000 a 21.000 m<sup>3</sup>/s com potencialidade energética de 3.000 a 11.000 MW...observa-se que, pela regulação atual, não existe possibilidade de se comercializar a energia produzida pela terceira Etapa da UHE Tucuruí, tendo em vista que não há significativo incremento de Garantia Física para o empreendimento...” e destaca que são necessários “...ajustes na regulamentação atual de modo a viabilizar econômica e financeiramente os investimentos do projeto de ampliação da UHE Tucuruí - Etapa III.” (Fonte: Eletronorte)

200. Assim, em que pese a tamanha envergadura da UHE Tucuruí no Sistema Elétrico Brasileiro, registro que o presente processo deixou de avaliar a possibilidade de venda da usina mediante licitação, de modo a permitir que potenciais interessados pudessem ofertar o melhor preço por esse ativo estratégico.

## IX – Impactos Tarifários

### IX.1 – Modificação do regime de exploração para produtor independente de energia

201. O impacto tarifário sobre os consumidores cativos, em razão da mudança no regime de exploração para produtor independente de energia, é assunto de extrema importância para a sociedade brasileira, ainda que não esteja associado diretamente ao cálculo do valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC).

202. A SeinfraElétrica mencionou que:

84. (...), a mudança no regime de comercialização de energia elétrica, mesmo considerando os riscos envolvidos, adiciona valor aos contratos de concessão. Isso porque, com essa mudança, a Eletrobras, uma vez privatizada, deixará de auferir uma receita regulatória que visa remunerar apenas os custos de operação e manutenção das usinas envolvidas, para passar a vender a energia por elas gerada a preços de mercado, sabidamente superiores a essa remuneração regulatória atualmente recebida.

85. Por outro lado, nesse mesmo cenário, as distribuidoras, que repassavam na tarifa cobrada dos seus consumidores apenas os custos regulatórios relativos à energia dessas usinas, agora passarão a comprar a totalidade ou parte dessa energia a preços superiores, com acréscimos tarifários. (sublinhei)

203. A unidade técnica solicitou, então, informações acerca dos impactos tarifários advindos daquela mudança e, ao analisar a resposta recebida, mencionou que:

308. Verifica-se, pelo teor das respostas apresentadas, que se restringem a alegações, não havendo estudos ou informações mais aprofundados capazes de auxiliar a avaliação da SeinfraElétrica a respeito da projeção de impactos que serão gerados com a descotização das usinas da Eletrobras, considerando ainda os aportes à CDE. (sublinhei)

204. A Nota Informativa 10/2021/ASSEC registra que (peça 215):

(...)

Com base nas informações enviadas pela ANEEL, o MME definiu cenários e realizou as simulações, conforme as seguintes premissas:

(...)

- Estimativas de preço de energia futuro de R\$ 155,00, R\$ 167,00 e R\$ 200,00, que se referem, respectivamente, ao preço utilizado no processo de privatização da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, ao preço médio de longo prazo da energia e cenário adicional definido pelo MME; (sublinhei)

(...)

205. O resultado do impacto tarifário, enviado inicialmente ao TCU e sobre o qual se deparou a SeinfraElétrica, teve como premissa preços diferentes daqueles existentes na Resolução CNPE 15, de 27/8/2021.

206. Em vista disso, o relator, Ministro Aroldo Cedraz, no despacho de 1/12/2021 (peça 243), decidiu:

Ante o exposto, **decido**, (...), promover o saneamento dos autos mediante promoção de diligência dirigida ao Ministério de Minas e Energia, para que (...):

(...)

c) faça juntar a estes autos, com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica se necessário for, informações que permitam ao TCU avaliar os reflexos econômico-financeiros para o consumidor do mercado regulado em dois diferentes cenários de aporte de recursos pela Eletrobras na Conta de Desenvolvimento Energético, quais sejam:

c.1) considerando o desembolso definido pelo Conselho Nacional de Política Energética por meio da Resolução 15/2021; e

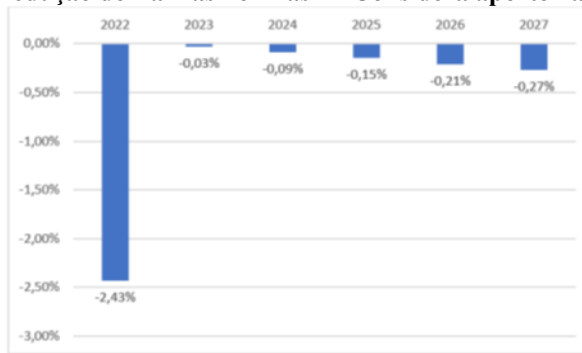
c.2) pressupondo desembolso diretamente proporcional, em termos de valores e prazos, ao cronograma de descotização estipulado pela referida norma.

207. Em resposta, o MME encaminhou o Ofício 539/2021/SE-MME (peça 261), em que apresenta os seguintes termos, em síntese:

7. Com o suporte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que (...) forneceu o simulador a fim de avaliar os possíveis impactos tarifários oriundos da descotização, (...), **e em atendimento ao item c.1**, realizou-se simulação em que ocorreria um aporte, na CDE, de R\$ 5 bilhões, a ser realizado em 2022, sendo os demais pagamentos escalonados ao passo de 20% ao ano, com início em 2023, até atingir R\$ 2,89 bilhões em 2027, devendo os pagamentos subsequentes serem realizados até 2047.

8. Para este cenário, a simulação considerou como o valor do risco hidrológico médio dos últimos anos de 45,68 R\$/MWh e o preço futuro para a energia de 172,14 R\$/MWh, sendo obtidos os resultados apresentados na planilha (...) e ilustrados no Gráfico 1.

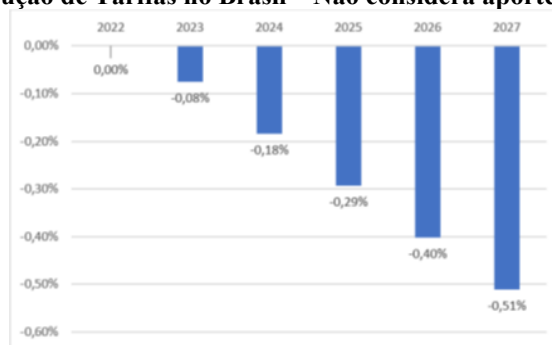
**Gráfico 1 – Redução de Tarifas no Brasil – Considera aporte na CDE em 2022**



9. **Em cumprimento ao item c.2**, simulou-se cenário em que não ocorreria pagamento à conta, em 2022, sendo realizados, por outro lado, aportes anuais crescentes, iniciando-se em 2023, alcançando-se R\$ 3,42 bilhões em 2027, pagamento que se estenderia nesse patamar até 2047.

10. Do mesmo modo que em c.1, o risco hidrológico empregado foi de 45,68 R\$/MWh e o preço futuro para a energia de 172,14 R\$/MWh. Os resultados encontram-se na planilha (...) e são resumidos no Gráfico 2.

**Gráfico 2 – Redução de Tarifas no Brasil – Não considera aporte na CDE em 2022**

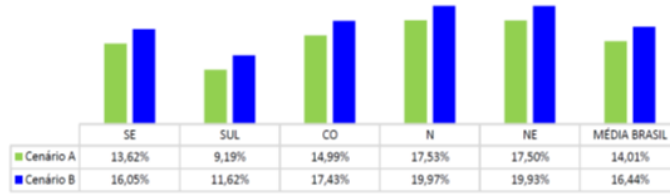


208. Por sua vez, a Aneel respondeu, mediante o Ofício 308/2021-DR/ANEEL, de 2/12/2021 (peça 263), que:

1. (...), informa-se a estimativa de impacto tarifário em 2022, relativo ao aporte de R\$ 5 bilhões de que trata o § 1º do art. 3º da Resolução CNPE 151, de 31 de agosto de 2021, sendo o cenário A o resultante da efetivação do respectivo aporte. (sublinhei)

**Gráfico: simulação de impacto tarifário**

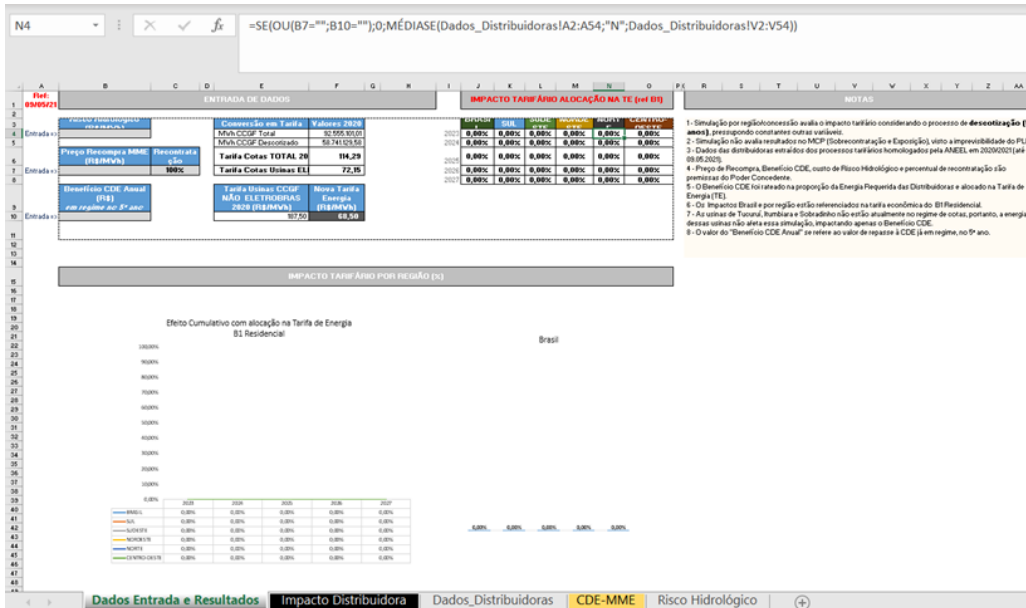




Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica

209. As informações acostadas aos autos pelo MME e pela Aneel estão restritas ao mercado regulado de cotas para os cinco primeiros anos dos novos contratos de concessão.

210. A figura a seguir representa o simulador adotado para efetuar esse cálculo para cinco anos. Entretanto, os novos contratos terão prazo de 30 anos.



211. Por que o MME e a Aneel não efetuaram os estudos sobre o impacto tarifário para o período completo dos aportes para a CDE, a serem realizados durante a execução dos novos contratos de concessão? Os consumidores tinham direito às cotas até o ano de 2042 (e 2052 para a UHE Sobradinho).

212. Entendo que os dados constantes dos presentes autos não permitem aferir o real impacto setorial sobre os consumidores decorrentes da mudança do regime de exploração para produtor independente de energia, em virtude da Lei 14.182/2021.

213. Na ausência de outras informações nos presentes autos, busquei, então, por estudos disponíveis sobre o impacto tarifário que abrangesse um período compatível, pelo menos, ao prazo de 25 anos dos aportes para a CDE, de modo a melhor conhecer esse tema importante para os consumidores.

214. Destaco, ainda, que, as últimas informações acostadas aos autos pelo MME e pela Aneel não foram auditadas pela unidade técnica deste TCU.

215. Em vista disso, recorri ao estudo do Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Deinfra/Fiesp), de julho de 2021, por ser mais amplo atingindo 30 anos, período dos novos contratos de concessão.

216. O Deinfra/Fiesp apurou as tarifas de todas as distribuidoras do país e apontou para um impacto tarifário, considerando os aportes previstos da CDE, para 100% de contratação, com as seguintes premissas (peça 314, p. 13):

- i) os preços de recompra para os cinco primeiros anos da descotização;

- ii) os preços de compra para os 25 anos seguintes ao da descotização (preço mix);
- iii) o risco hidrológico, considerando-se a média de 2013 a 2020, de R\$ 2,7 bilhões/ano (ou R\$ 43,00/MWh); e
- iv) o prazo da descotização de 5 anos.

217. Os preços de recompra para os cinco anos de descotização variaram entre R\$ 160,00/MWh e R\$ 220,00/MWh.

218. Após a descotização, 25 anos seguintes, o Deinfra/Fiesp utilizou o preço mix que variou de R\$ 229,50/MWh a R\$ 238,80/MWh, correspondente ao preço médio ponderado considerando o portfólio de cada distribuidora.

219. O resultado do referido estudo indicou um custo adicional para o consumidor em 30 anos, entre R\$ 155,60 bilhões e R\$ 307,60 bilhões, conforme tabela a seguir, levados em conta os aportes da CDE. O Deinfra/Fiesp, ao trazer esses montantes a valor presente líquido, considerando o cenário 1, aponta que o custo adicional ao consumidor é de R\$ 52,4 bilhões, e para o cenário 2, o custo adicional é de R\$ 104,2 bilhões. Esses valores, segundo Deinfra/Fiesp, correspondem a um aumento tarifário médio entre 4,3 e 6,5% ao ano (peça 314, p. 13 e 14).

Parâmetros	Cenários			
	1	2	3	4
Preço de recompra (R\$/MWh)	160,0	180,0	200,0	220,0
Preço mix (R\$/MWh)	229,5	232,6	235,7	238,8
Custo adicional com energia (bilhões R\$/ano)	5,9	7,1	8,3	9,4
Custo adicional com perdas elétricas (bilhões R\$/ano)	1,1	1,3	1,5	1,8
Risco Hidrológico (bilhões R\$/ano)	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7
Custo adicional total com impostos (bilhões R\$/ano)	5,6	7,4	9,2	11,0
Custo adicional em 30 anos com impostos (bilhões R\$/ano)	155,6	206,2	257,0	307,6

Fonte: Deinfra/Fiesp (peça 314, p. 13).

220. Ressalto que os cenários traçados não levaram em consideração duas possibilidades que poderão aumentar, ainda mais, o custo adicional para o consumidor regulado, quais sejam: (i) exposição involuntária das distribuidoras quando da recontração (recompra), caso os leilões de energia existente sejam desertos, o que as levará a recorrer ao mercado de curto prazo; e (ii) consumidores regulados (ACR) que consomem grande quantidade de energia migrarem para o ambiente de contratação livre (ACL).

221. Ressalta-se que o estudo da Deinfra/Fiesp estimou o preço mix a partir do preço médio ponderado em função do portfólio de cada distribuidora.

222. Potenciais aumentos tarifários sobre o consumidor, em razão da mudança de comercialização proposta, se somam a um cenário já de pressão sobre as tarifas em 2022. Tanto é que a CCEE já está autorizada a criar a Conta Escassez Hídrica para operacionalizar o empréstimo, nos termos do Decreto 10.939/2022, da ordem de R\$ 11 bilhões.

223. Não estou validando o estudo do Deinfra/Fiesp, mas a metodologia adotada nesse estudo é robusta e traz dados de preços do universo de todas as distribuidoras, bem como considera todos os encargos e faz a ponderação do portfólio de todas as empresas, o que é fundamental para o cálculo das perdas.

224. Nessas circunstâncias seria oportuno que o MME se manifestasse nestes autos sobre tais informações que envolvem o impacto tarifário para o período de 30 anos, no qual está incluído os cinco anos da descotização.

225. Entendo, também, que a Aneel tem condições de apresentar estudo consistente e robusto com utilização de premissas e cenários realistas acerca do impacto tarifário para o período de 30 anos

dos novos contratos de concessão, e não somente para os 5 anos iniciais, nos termos da Lei 14.182/2021.

226. Assim, proponho determinar:

a) ao MME que se manifeste, no prazo de 15 (quinze) dias, em atendimento ao contraditório e à ampla defesa, acerca do estudo elaborado pelo Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Deinfra/Fiesp), de julho de 2021, acostado à peça 314.

b) à Aneel, com base no art. 16 do Decreto 2.335/1997, que apresente, no prazo de 15 (quinze) dias, encaminhe a este TCU estudo que avalie o impacto tarifário para os consumidores, em razão da mudança do regime de exploração para produtor independente de energia das 19 UHEs enquadradas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, com base em premissas e cenários realistas, considerando o portfólio dos contratos de todas as distribuidoras do país.

### **IX.2 – Outras medidas da Lei 14.182/2021**

227. A SeinfraElétrica, ao estabelecer o escopo da análise não incluiu as medidas inseridas na Lei 14.182/2021, quais sejam: (i) contratação obrigatória de termelétricas a gás natural; (ii) prorrogação dos contratos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 (vinte) anos; e (iii) contratação de 2.000 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

228. Ante a ausência de informações nos presentes autos sobre o potencial impacto das demais medidas embutidas pela Lei 14.182/2021, busquei, então, por estudos disponíveis sobre tal impacto pela importância desse tema para os consumidores, residenciais e industriais.

229. O estudo do Deinfra/Fiesp, por sua vez, indica que (peça 314):

i) PCHs: considerando uma contratação adicional de 5,8 GW de PCH/CGH, ao preço-teto de R\$ 312,90/MWh, (...), tem-se que o impacto da reserva de mercado sobre os consumidores da ACR será de R\$ 2,4 bilhões/ano, ao longo de 20 anos [Fator de capacidade de 45% e energia destinada ao ACR igual a 66% da GF]. Considerando impostos (30%), o custo adicional para os consumidores chega R\$ 63 bilhões, em 20 anos;

ii) Renovação do Proinfa: considerando a recontração de toda essa energia, a R\$ 167/MWH, acrescenta-se custos futuros aos consumidores. Assim, caso nada seja feito, espera-se um dispêndio de R\$ 77,3 bilhões, até 2052. Caso todos os contratos sejam renovados, o custo futuro será de R\$ 92,3 bilhões, no mesmo período; e

iii) os investimentos necessários podem superar facilmente os R\$ 30 a 40 bilhões, que serão, diretamente (via tarifas de gás) ou indiretamente (via preço da energia), pagos pelos consumidores de energia elétrica e gás natural.

230. O Deinfra/Fiesp, ao trazer esses montantes a valor presente líquido, aponta que o custo adicional ao consumidor é de (peça 314, p. 31): (i) PCHs: R\$ 36,2 bilhões; (ii) Proinfa: R\$ 11,9 bilhões; e (iii) térmicas: R\$ 30,2 bilhões.

231. O resultado do estudo da Deinfra/Fiesp aponta para a possibilidade de custo adicional decorrente das medidas da Lei 14.182/2021 que extrapolam a desestatização da Eletrobras. Não há como negar que, havendo esse custo adicional, todos os consumidores serão afetados em virtude de potenciais aumentos tarifários.

232. Repito, que não estou validando o estudo do Deinfra/Fiesp. De todo modo, seria oportuno que o MME se manifestasse nestes autos sobre tais informações que envolvem o impacto tarifário advindo das outras medidas da Lei 14.182/2021, especificamente a contratação de térmicas a gás natural, de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfa.

233. Assim, proponho determinar:

a) ao MME que se manifeste, no prazo de 15 (quinze) dias, em atendimento ao contraditório e à ampla defesa, acerca do estudo elaborado pelo Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Deinfra/Fiesp), de julho de 2021, acostado à peça 314.

b) à Aneel, com base no art. 16 do Decreto 2.335/1997, que apresente, no prazo de 15 (quinze) dias, estudo que avalie o impacto tarifário para os consumidores decorrentes, especificamente, conforme os termos do art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021, da contratação de térmicas a gás natural e de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfra por 20 anos.

## X - CONCLUSÃO

234. Na sessão deste Colegiado realizada no dia 15 de dezembro último, ao justificar meu pedido de vista, fiz questão de mencionar algumas das muitas dúvidas que pairavam quando do exame deste processo de tamanha relevância que trata da desestatização da Eletrobras. Apesar dos esforços empreendidos, era humanamente impossível saná-las no exíguo espaço de tempo de que dispunha a ponto de formar minha convicção para apreciar o feito.

235. Passadas essas semanas, e devo aqui novamente registrar meu agradecimento ao nobre relator, eminente Ministro Aroldo Cedraz, e ao Plenário pela oportunidade de desempenhar o papel de revisor dos autos, após intenso estudo dedicado ao tema, juntamente com minha incansável equipe, verifico que boa parte dos temores que tinha até então se confirmaram. Ainda, novas incertezas surgiram.

236. Em suma, as fragilidades identificadas na modelagem econômico-financeira dos estudos submetidos ao TCU traduzem impactos de tamanha materialidade que não podem ser simplesmente ignorados ou mesmo relativizados. Igualmente, há relevantes questões acerca do impacto tarifário a ser suportado pelo consumidor que também merecem ser suficientemente esclarecidas.

237. São três as falhas de maior escala identificadas na modelagem econômico-financeira que impactam direta e significativamente o valor total adicionado dos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), e, portanto, os valores a serem arcados pela Eletrobras a título de depósito na Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) e de pagamento de bônus de outorga.

238. Essas três fragilidades dizem respeito a: (i) risco hidrológico; (ii) estimativa de preço da energia elétrica no longo prazo (discussão sobre a variável potência); e (iii) taxa de desconto dos fluxos de caixa para cálculo do valor presente líquido.

239. Conforme amplamente debatido neste voto, o resultado consolidado dos três itens resumidos acima indica que o VAC está subavaliado em todos os cenários considerados nas simulações procedidas pela unidade técnica a pedido deste revisor.

Cenário	Parâmetros			VAC simulado (R\$)	Valor a ser acrescido ao VAC publicado na Resolução CNPE 30/2021
	hedge(=1-GSF) em % para os 30 anos da concessão	Preço de energia longo prazo 2028 em diante (R\$/MWh)	Taxa de desconto WACC (%)		
1	5,2%	R\$ 172,14/MWh	6,38%	R\$ 77.912.085.850,73	R\$ 10.859.583.450,87
2	5,2%	Valor médio constante da peça 209 (Eletrobras) <sup>1</sup>	6,38%	R\$ 93.283.166.673,41	R\$ 26.230.664.273,55
3	5,2%	R\$ 246,79/MWh	6,38%	R\$ 130.392.169.511,12	R\$ 63.339.667.111,26

(1) Valor médio dos valores constantes da peça 209 para o período 2028-2050.

240. O resultado referente ao cenário 3, por exemplo, aponta para um VAC de R\$ 130.392.169.511,12. Esse valor comparado ao publicado na Resolução CNPE 30/2021, de R\$ 67.052.502.399,86, revela uma subavaliação do VAC da ordem de R\$ 63,34 bilhões.

241. A ordem de grandeza da subavaliação do VAC nos cenários avaliados demonstra, de forma sintetizada, qual poderá ser o custo para a sociedade brasileira se a desestatização da Eletrobras seguir adiante sem a devida correção nas falhas apontadas.

242. Além dessas fragilidades na modelagem, chamo a atenção para a real possibilidade de repotenciação dessas usinas. Trata-se de relevantes ganhos que não podem deixar de ser considerados na privatização em análise.

243. Outro importante aspecto abordado, conforme registrado no capítulo IX deste voto, refere-se ao fato de que as informações trazidas pelo MME acerca do impacto tarifário para os consumidores cativos não permitem a auditoria das premissas utilizadas, em especial dos valores das tarifas de recompra.

244. A SeinfraElétrica mencionou que as informações acerca dos impactos tarifários se restringem a alegações, não havendo estudos ou informações mais aprofundados capazes de auxiliar a avaliação a respeito da projeção de impactos que serão gerados com a descotização das usinas da Eletrobras, considerando ainda os aportes à CDE.

245. Para 2022, o impacto tarifário para os consumidores, de acordo com o MME, será negativo ou neutro, enquanto para a Aneel, dependendo de ocorrer ou não o aporte de R\$ 5 bilhões da CDE, oriundo da desestatização ora analisada, haverá aumento médio de 14,01% ou de 16,44% para os consumidores residenciais do Brasil.

246. O impacto tarifário enviado pelo MME está restrito ao mercado regulado de cotas somente para os cinco primeiros anos dos novos contratos de concessão. Entretanto, os novos contratos terão prazo de 30 anos.

247. O resultado de estudo conduzido pela Fiesp, conforme parâmetros mencionados acima, indicou custo adicional para o consumidor em 30 anos, entre R\$ 155,60 e R\$ 307,60 bilhões, levados em conta os aportes da CDE. A Fiesp, ao trazer esses montantes a valor presente líquido, dependendo do cenário em função do preço de recompra e do preço mix, calculou que o consumidor será onerado, entre R\$ 52,4 bilhões e R\$ 104,2 bilhões. Esses valores, segundo a Fiesp, correspondem a um aumento tarifário médio entre 4,3 e 6,5% ao ano.

248. Ressalto que os cenários traçados não levaram em consideração duas possibilidades que poderão aumentar, ainda mais, o custo adicional para o consumidor regulado, quais sejam: (i) exposição involuntária das distribuidoras quando da recontração (recompra), caso os leilões de energia existente sejam desertos, o que as levará a recorrer ao mercado de curto prazo; e (ii) consumidores regulados (ACR) migrarem para o ambiente de contratação livre (ACL).

249. A Aneel tem condições de apresentar estudo consistente e robusto com utilização de premissas e cenários realistas e considerando o portfólio dos contratos de todas as distribuidoras do país, acerca do impacto tarifário decorrente da descotização de UHEs da Eletrobras, nos termos da Lei 14.182, de 12/7/2021, e que ora se analisa, de modo que o consumidor não seja onerado com aumentos tarifários, conforme determinação proposta.

250. Para concluir, passo a tecer os seguintes comentários finais.

251. É cediço que a decisão por determinada desestatização e pelo desenho de seu modelo é de alçada do Poder Executivo, com o devido aval, quando for o caso, do Congresso Nacional, por meio de lei formal. Trata-se, portanto, de estratégia de governo, que, democraticamente eleito, tem toda a legitimidade para levar à frente suas políticas públicas e os seus programas socioeconômicos, respeitada, igualmente, a vontade legislativa.



252. No âmbito desta Corte de Contas, não cabe, naturalmente, questionar ou obstaculizar a opção pela desestatização de determinada atividade econômica, serviço ou bem público. Contudo, no sistema de freios e contrapesos vigente em nosso arcabouço institucional, de que é exemplo a atividade fiscalizatória mediante Controle Externo, a cargo do Congresso Nacional e com auxílio do TCU, não só é permitido, como é mandatório que esta Corte de Contas exerça plenamente suas obrigações de resguardo para com o patrimônio público, estatuídas diretamente na Constituição Federal.

253. Nesse sentido, o TCU tem diligentemente atuado, já há décadas, para contribuir nos mais variados processos de desestatização que lhe são submetidos, analisando os aspectos essencialmente técnicos envolvidos, consubstanciados nos estudos de viabilidade econômico-financeira e ambiental, nas minutas do instrumento convocatório, na relação de estudos, projetos, obras, despesas ou investimentos já amortizados, nos estudos de demanda e projeção de receitas, entre tantas outras questões.

254. O que se demonstrou neste voto é que as várias falhas na modelagem e nos parâmetros de precificação utilizados resultam, em última instância, e dito de forma bastante direta e simplificada, no desfazimento de patrimônio da União por valor menor do que ele de fato representa, com consequências deletérias para o setor elétrico como um todo e para o consumidor em especial, caso medidas saneadoras não sejam rigorosamente cumpridas pelo poder concedente.

255. O escrutínio técnico realizado nos permite concluir que há gravíssimas fragilidades nos estudos que foram disponibilizados ao TCU, as quais não recomendam a sua aprovação. Estamos falando de valores que superam facilmente a casa das várias dezenas de bilhões de reais. Estamos falando de obscuridades no impacto tarifário para o consumidor de energia elétrica, ou seja, a quase totalidade da população brasileira.

256. Dito isso, observo que determinadas desestatizações, pela sua dimensão, relevância e potencial influência disruptiva no setor respectivo, reclamam, para além dos aspectos eminentemente técnicos mencionados, um olhar sob prisma mais sistêmico, a considerar as consequências estruturais que certamente dali advirão. Não há dúvidas de que é o caso ora tratado.

257. Como já destacado no início deste voto, a Eletrobras detém 29% da capacidade de geração do Brasil e 65 mil quilômetros de linhas de transmissão, que representam 45% do total no Sistema Elétrico Nacional. A capacidade instalada de geração da Eletrobras, ao final de 2020 (51 GW), corresponde a 29% dos 174,4 GW da capacidade instalada no país àquele ano. Isso nos dá dimensão precisa da representatividade da empresa na matriz energética brasileira.

258. No histórico recente, até 2015 a Eletrobras era uma empresa deficitária, que registrava seguidos prejuízos em seus balanços. Porém, a partir de 2016, a empresa passou a apresentar lucros anuais nas suas operações, beneficiando diretamente seus acionistas, entre eles a União. Em 2020, a contabilidade da empresa apontou lucro líquido de R\$ 2,5 bilhões.

259. Neste ponto, volto a dar destaque à questão das 22 UHEs associadas à presente desestatização, das quais 20 já estão completamente amortizadas (as exceções são as UHEs de Tucuruí e Curuá-Una, que ainda possuem valores a serem amortizados até o término dos seus atuais contratos de concessão).

260. É preciso jogar luzes sobre tal questão, que considero outro ponto importante que me leva a reprovar a desestatização nos moldes submetidos ao TCU, por notadamente contrária ao interesse público, de modo a evidenciar para toda a sociedade, inclusive para os mais leigos em matéria tão complexa, o que exatamente isso representa.

261. Dizer que as usinas hidrelétricas já foram amortizadas significa que os recursos públicos nelas investidos foram completamente pagos e concluídos. De modo bastante simplificado, isso quer dizer que toda a sociedade, ao longo de vários anos, arcou com os custos desses empreendimentos, via conta de energia elétrica.

262. Em tese, a partir de então, toda a população passaria a usufruir de todo esse investimento já feito e liquidado. *Ceteris paribus*, ou seja, mantidas as outras variáveis constantes, isso poderia significar contas de energia mais baratas na casa do consumidor. Contudo, com a desestatização em curso, o aproveitamento desses investimentos já amortizados será transferido à iniciativa privada, sem qualquer garantia de modicidade tarifária. Em outras palavras, a sociedade arcou com os custos de construção e instalação dessas UHEs, mas, depois de prontas e pagas, não poderá delas usufruir de forma direta.

263. Fazendo uma singela analogia, é como se uma pessoa passasse anos a fio pagando as prestações de sua casa, e ao final, depois de inteiramente quitada, tivesse de abrir mão de sua propriedade e não mais dela pudesse usufruir.

264. Todas essas questões abordadas, aliadas às comprovadas falhas técnicas verificadas nos estudos submetidos ao TCU e às diversas incertezas subjacentes, levam, inapelavelmente, à conclusão por um nítido açodamento nas tratativas para a concretização da desestatização da Eletrobras, não condizente com a sua magnitude e com a sua importância.

265. Ao concluir, reforço que não se está aqui a defender que a decisão pela desestatização da Eletrobras seja revogada – nosso arcabouço normativo não o permitiria. O que se exige, e isso se faz com fulcro nas competências legais e constitucionais deste Tribunal, é que o processo esteja suportado em parâmetros consistentes que garantam a higidez do modelo escolhido, e, principalmente, assegurem o indelével interesse do titular do patrimônio público a ser desestatizado – a sociedade brasileira.

266. O exame minudente do acervo documental destes autos, conforme fartamente demonstrado ao longo desse voto, não permite aprovar a desestatização nos termos em que ela foi submetida a esta egrégia corte de contas. Fazê-lo seria atitude diametralmente oposta à nossa missão e aos nossos desígnios institucionais insculpidos na Constituição Federal.

267. Sabemos que o brasileiro sofre hoje com as consequências de ter de pagar pela segunda tarifa de energia mais cara do planeta, segundo dados da agência internacional afeta ao tema. Levar adiante a desestatização da Eletrobras no formato eivado de falhas técnicas aqui detalhadamente demonstradas significará grandes possibilidades de passarmos a ocupar o primeiro posto nesse nefasto *ranking* mundial.

268. Nesse escopo, sugiro ao Exmo. Relator, Ministro Aroldo Cedraz, a título de contribuição ao encaminhamento sobre a matéria, que considere as análises expostas neste voto revisor e os comandos explicitados na minuta de acórdão que ora proponho:

9.1. considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, c/c os arts. 1º e 3º da Instrução Normativa TCU 81/2018, que o Ministério de Minas e Energia (MME) não atendeu aos aspectos de completude e suficiência técnica dos elementos apresentados por meio do acervo documental inerente à desestatização das UHEs enquadradas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021;

9.2. **determinar** ao Ministério de Minas e Energia (MME), que, com fundamento no artigo 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em observância ao disposto no art. 4º da Resolução TCU 315/2020:

9.2.1. atualize os estudos para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), relativos às UHEs abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, a fim de adotar, com fundamento no art. 4º, inciso IV, da Lei 9.491/1997, c/c os arts. 7º, inciso VI, e 30, do Decreto 2.594/1998, e os arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, incisos III e IV, da Lei 14.182/2021, as medidas necessárias para estimar:

9.2.1.1. o *hedge*(=1-GSF), com base em metodologia robusta que permita projetar o GSF para o período de 30 anos correspondente ao prazo dos novos contratos de concessão ou, alternativamente, utilizar o percentual de 5,2% como *hedge*(1-GSF) para o período de 30 anos, por

corresponder à média da distribuição do GSF da série histórica apresentada pela CCEE para o período 2001-2020;

9.2.1.2. a taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão, em razão da mudança do regime de exploração das UHEs cotistas;

9.2.1.3. a taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão para as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, tendo em vista que essas usinas geradoras já estão no regime de produtor independente de energia;

9.2.1.4. o preço de energia para o longo prazo, de modo a garantir o balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, consoante premissa expressa da metodologia;

9.2.2. que inclua no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras a que se refere o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021, cláusula que estabeleça como obrigatória a realização de estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazendo constar da referida cláusula os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga;

9.3. **determinar** ao CNPE que, com base no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 4º da Lei 14.182/2021, preveja, como condição para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica mencionadas no art. 3º, inciso II, da Lei 14.182/2021, que na oportunidade da celebração de novos contratos de geração de energia elétrica, com a descotização das usinas e a consequente alteração do regime de exploração para a produção independente, faça constar cláusula no instrumento dos novos contratos com menção explícita à revisão do bônus de outorga – com eventual pagamento adicional em montante e forma a ser posteriormente calculado, à luz da regulamentação e das condições de mercado vigentes – em caso de regulamentação do mercado de reserva de capacidade, na forma de potência, a tornar apta a sua respectiva comercialização por usinas hidrelétricas, de acordo com a livre decisão das empresas em vender ou não sua capacidade, em forma de potência.

9.4. **determinar** ao Ministério de Minas e Energia (MME), que, com fundamento no artigo 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em atendimento aos princípios constitucionais do contraditório e da ampla defesa, se manifeste, no prazo de 15 (quinze) dias, acerca do estudo elaborado pelo Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, de julho de 2021, acostado à peça 314;

9.5. **determinar** ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que, com fundamento no artigo 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e em observância ao disposto no art. 4º da Resolução TCU 315/2020, encaminhem a este TCU, no prazo de 30 (trinta) dias, estudo que avalie o impacto tarifário para os consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre:

9.5.1. em razão da mudança do regime de exploração para produtor independente de energia das UHEs enquadradas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, com base em premissas e cenários realistas, considerando o portfólio dos contratos de todas as distribuidoras do país;

9.5.2. decorrentes da contratação de térmicas a gás natural e de PCHs e da prorrogação de contratos do Proinfa por 20 anos, conforme os termos do art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021.

9.6. **recomendar** ao Ministério de Minas e Energia (MME), que, com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, e em observância ao disposto no art. 4º da Resolução TCU 315/2020:

9.6.1. complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021;

9.6.2. mantenha a referência para o preço da energia de curto prazo no valor inicialmente adotado, de R\$ 233/MWh;

9.6.3. caso os Projetos de Lei 2.337/2021 e/ou 3.887/2020 sejam sancionados antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, incorpore ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021 os benefícios tributários decorrentes da nova legislação;

9.6.4. avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção da reforma tributária aos seus valores adicionados;

9.7. **recomendar** ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério de Desenvolvimento Regional e ao Comitê Interministerial de Governança que instituem instrumentos de governança para o funcionamento dos comitês gestores previstos nos arts. 6º, 7º e 8º do mencionado diploma legal a fim de assegurar, no mínimo, formas de acompanhamento de resultados, soluções para melhoria do desempenho das organizações e instrumentos de promoção de processo decisório fundamentado em evidências, nos termos do Decreto 9.203, de 22/11/2017;

9.8. dar ciência desta decisão ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Economia, alertando-os sobre os seguintes fatos relevantes:

9.8.1. é necessária a classificação das informações encaminhadas em atendimento aos processos de desestatização previstos na Instrução Normativa-TCU 81, de 20/6/2018, pelo tipo de informação exigida nos arts. 3º, 4º e 5º, conforme o caso, fazendo constar justificativa quanto ao não atendimento de algum dos dispositivos mencionados;

9.8.2. quando da próxima apreciação deste TC 008.845/2018-2 por este Tribunal de Contas, serão verificadas as falhas e oportunidades de melhoria que, tendo sido apontadas pela SeinfraElétrica, não foram alvo de determinações ou recomendações na presente deliberação porque o próprio Ministério, por intermédio de sua Secretária Executiva, comprometeu-se formalmente, nos termos dos Ofícios nº 424/2021/SE-MME (peça 197) e nº 539/2021/SE-MME (peça 261), a fazer os devidos ajustes;

9.8.3. deverão ser devidamente motivadas as decisões tomadas em cumprimento às determinações objeto dos subitens 9.2 e 9.4, assim como eventuais não acolhimento das recomendações constantes dos subitens 9.5 e 9.6, devendo, ainda, em qualquer desses casos, ser indicadas as autoridades, servidores e pareceristas envolvidos nessas tomadas de decisão;

9.9. restituir os autos à SeinfraElétrica para adoção das medidas pertinentes, nos termos da IN TCU 81/2018.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

Ministro VITAL DO RÊGO  
Revisor

## DECLARAÇÃO DE VOTO

Trata-se do acompanhamento da privatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, regida pelas Leis 9.491/1997 e 14.182/2021, a ser executada na modalidade de aumento do capital social, por meio de subscrição de ações ordinárias, com a renúncia do direito de subscrição pela União.

De início, louvo a qualidade e a profundidade dos trabalhos submetidos a este Plenário pelo Eminentíssimo Ministro Relator Aroldo Cedraz, assim como parabéns ao Eminentíssimo Ministro-Revisor Vital do Rêgo pelo minucioso exame dedicado aos autos, e também as Declarações de Voto produzidas pelos Ministros Benjamin Zymler e Jorge de Oliveira.

Para ser breve em meu Voto, vou me restringir ao ponto que tem causado maior discórdia nesta etapa processual, qual seja a consideração da variável referente ao Custo Marginal de Expansão - Potência (CME-Potência).

Conforme vimos aqui, o Custo Marginal de Expansão (CME) é a principal variável para compor o valor adicionado desses novos contratos de concessão (VAC) e é composto por dois aspectos relacionados: CME-Energia e CME-Potência. O CME-Energia é resultado da adição de uma unidade de demanda em cada um dos meses de um ano e observação do custo adicional de atendimento dessa unidade, valor que posteriormente é convertido para a unidade de R\$/MWh. Já o CME-Potência é o incremento de uma unidade de demanda no atendimento da capacidade máxima do sistema, considerando a reserva operativa.

Apesar de o Poder Concedente ter adotado tal nomenclatura em seus estudos, ele considerou a quantidade de energia e o CME-Energia com os valores do que atualmente se denomina como garantia física das usinas.

Assim, como bastante enfatizado pelo Ministro-Revisor Vital do Rêgo, para fins de avaliação da outorga, o Poder Concedente considerou tão somente o CME-Energia, deixando, pois, de considerar o CME-Potência.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) o CME-Potência seria uma *proxy* (ou seja, uma variável que é utilizada para representar outra variável que não é observável ou não pode ser observada diretamente) de eventual mercado futuro de capacidade de potência associado ao mercado de energia vigente. Entretanto, apesar de já existirem estudos e debates sobre o tema, tal mudança ainda não foi efetivamente regulada, não havendo, até o momento, previsão de seu início.

Isso porque a regulamentação do setor atualmente prevê tão somente a negociação do custo da garantia física da energia. Para que seja juridicamente possível utilizar o CME-Potência, faz-se necessário que o Congresso Nacional aprove um dos dois Projetos de Lei que o institucionalizam. São eles o PL 1.917/2015 e PL 414/2021, ambos da Câmara dos Deputados.

Se juridicamente não há fundamento legal para a utilização do CME-Potência, a avaliação do seu custo se mostra da mesma forma prejudicada, pois não há uma amostra ou base de dados onde se pode balizar tais valores.

Não se pode ignorar que a garantia física negociada hoje em dia já incorpora em seu total ambas as rubricas (Energia e Potência). Por isso, a partir do momento que seu conceito e custo forem dissociados em componentes distintos (CME-Energia e CME-Potência), é de se esperar que o custo do componente CME-Energia seja reduzido em relação ao preço atual, ao passo que esse novo componente CME-Potência tenha seu valor aumentado em relação ao atual.

Seguindo esse raciocínio, enquanto não for aprovado algum dos retro mencionados projetos de lei, não me parece juridicamente possível aplicar o conceito de CME-Potência aos estudos e, ainda que



fosse, sua adição deveria ser vista conjuntamente com a redução do valor do CME-Energia, o que pode acabar não acarretando impactos bastantes de modo a justificar a revisão dos estudos.

Feitos esses esclarecimentos, considerando que o Voto do Ministro-Relator Aroldo Cedraz ratifica que, nesse ponto em específico, os estudos em exame encontram-se aderentes à legislação vigente e, considerando que Sua Excelência propõe também solução alternativa por meio de recomendação voltada à inclusão, nos mencionados novos contratos de concessão, de cláusula que condicione expressamente a comercialização, pelas respectivas usinas, da componente de reserva de capacidade, na forma de potência, à celebração de aditivos contratuais, peço vênias ao Eminentíssimo Ministro-Revisor Vital do Rêgo, mas alinho-me ao posicionamento do E. Ministro-Relator Aroldo Cedraz.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

JOÃO AUGUSTO RIBEIRO NARDES  
Ministro

## DECLARAÇÃO DE VOTO

Venho a Vossas Excelências agregar novas considerações ao processo após o voto revisor – oferecido com especial destreza – pelo Exmo. Ministro Vital do Rêgo.

2. Em grande desafio de síntese, em face da profundidade do voto, permito-me estratificar as teses em discussão na novel exposição de motivos apresentada, consoante abaixo:

a) existência de superestimativa, nos primeiros anos da concessão, do fator de risco hidrológico utilizado na modelagem econômico-financeira para o cálculo do Valor Adicionado de Concessão (VAC);

b) estimativa superestimada da taxa de desconto empregada no fluxo de caixa;

c) ausência de consideração da variável CME-Potência para estimar os preços de energia no longo prazo;

d) necessidade de revisão de parâmetros utilizados no estudo de viabilidade das 22 usinas, como a série de vazões dos empreendimentos, o uso consuntivo das águas, a produtividade das usinas, a batimetria dos reservatórios, dentre outros;

e) imperativo de reavaliação de estudos acerca da repotencialização das usinas e investimentos híbridos na geração de energia;

f) presença de um custo de oportunidade da UHE Tucuruí, com potencial ampliação da capacidade instalada, em uma renovação antecipada da concessão – mas sem processo licitatório;

g) ausência de estudos que transpareçam o impacto tarifário para os consumidores decorrentes da descotização; e

h) falta de informações sobre o impacto tarifário frente às demais medidas inseridas na Lei 14.182/2021, tais quais a contratação obrigatória de termelétricas a gás natural; a prorrogação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); e a contratação de 2.000MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

3. Em preocupação lúdima, segundo o revisor, as medidas com impacto na modelagem financeira – atinentes aos itens de “a” a “c” **supra** – representariam uma subavaliação do VAC à ordem de R\$ 63 bilhões, afora o impacto tarifário na conta de energia dos consumidores do mercado regulado, estimada, de acordo com estudo apresentado pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – Fiesp, em até R\$ 104 bilhões.

4. Passo a tratar cada questão, individualmente.

## II

5. Início pela alegada superestimativa, nos primeiros anos de concessão, do fator de risco hidrológico. Nas palavras do eminente revisor, “o MME [Ministério de Minas e Energia] *usou o critério, especificamente para o período da descotização, de média para anos selecionados da série histórica passada do GSF referente ao período 2001-2020*”.

6. Como sentenciosamente demonstrado pelo Ministro Vital do Rêgo, o fator de risco hidrológico é a variável que reduz o limite de garantia física a ser comercializada nas usinas, com idêntica redução das receitas do empreendedor face às incertezas de vazão a permitir-lhe operar em determinada carga. Trata-se de um mecanismo de proteção em relação às variações hidrológicas.

7. Os percentuais adotados pelo MME para esse fator de risco, ou **hedge** (=1-GSF), acolhidos pela unidade técnica, foram calculados da seguinte forma:

- i) 2022 a 2025: de 19,5% (100 – 80,5), para a média do GSF de 2017 a 2020;
- ii) 2026: de 14,7% (100 – 85,3), para a média do GSF de 2015 e 2016;
- iii) 2027: de 10% (100 – 90), para o GSF de 2014; e
- iv) a partir de 2028: de 5,2% (100 – 94,8), para a média do GSF de 2001 a 2020.

8. O ilustre revisor entende que o **hedge** (=1-GSF) médio de 5,2%, correspondente à distribuição observada do GSF do período 2001-2020 (20 anos), é o que melhor representa, em termos probabilísticos, a evolução do GSF da série histórica de 2001-2020. Assim, na ausência de maiores estudos, deveria ser utilizado essa referência como **hedge** (1-GSF) para o período 2022-2051.

9. Ou seja, questionam-se os valores utilizados para a GSF no período de 2022 a 2027, nos primeiros anos de concessão. Na modelagem reproduzida nos estudos do MME, os primeiros anos de contrato estariam expostos a maior risco hidrológico, a projetar menores receitas auferíveis e – obviamente – impactando negativamente o fluxo de caixa em idades mais tenras da avença. Isso reduziria o VAC a ser retornado em contraprestação à descotização escrutinada.

10. Em análise desses elementos, confesso que não percebo providência desarrazoada na modelagem apresentada pelo MME. Como dito, em vez de utilizar a média da série histórica 2001-2020 em face da atualíssima e ainda muito vívida crise hidrológica testemunhada, com reservatórios à míngua, adotou-se um “regime de transição”. Preferiu-se uma avaliação determinística – quase intuitiva, mas lógica – em vez de uma aplicação probabilística absoluta.

11. Dito de outra forma, a utilização de valores de séries históricas para a estimativa de valores futuros, apesar de convencional, não possui o caráter de supremacia absoluta sobre outros critérios, desde que razoavelmente motivados. A levar a ferro e a fogo tal supremacia probabilística, já neste ano, estar-se-ia a esperar uma redução de apenas 5,2% nos limites de garantia física para geração de receitas, deixando de lado a prospecção sobre dados confiáveis (atuais) acerca do atual nível dos reservatórios. As condições de curto prazo, frente à crise hídrica atravessada, impõem uma realidade fática que não pode ser simplesmente ignorada. Há de se ajuizar se os índices extraídos de séries históricas são coerentes e compatíveis com o cenário recente; principalmente nos primeiros anos de concessão.

12. Em consulta ao sítio eletrônico do ONS (<http://www.ons.org.br/paginas/energia- agora/reservatorios>), ainda na data desta votação, mesmo após a última estação de chuvas intensas que assolou o país, o nível dos reservatórios do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste – que possui quase 70% da capacidade total de armazenamento do sistema – é de 51,20%.

13. Nesse pensamento, a utilização interpolada, a gradativamente reduzir os níveis de risco, estaria mais próxima da realidade do que a utilização de valores de séries históricas que comportam valores de uma década atrás. Observo, nessa expectativa, que em um cenário otimista, considerou-se que os reservatórios, atualmente em níveis pressionados, seriam paulatinamente recuperados, de forma que os valores de GSF convergiriam para os parâmetros obtidos pela série histórica.

14. Dessa feita, retorno que não considero que os prognósticos balizadores empregados pelo MME para a avaliação do risco hidrológico – respaldados pela unidade técnica – careçam de razoabilidade suficiente a ser combatida em determinação corretiva por esta Corte. Reputo, pois, com as máximas vênias, despiçando o teor dispositivo do item 9.2.1.1 da minuta de Acórdão apresentada em revisão.

### III

15. No que se refere à taxa de desconto utilizada, o sempre atendo Ministro-Revisor situa algumas fragilidades no teor argumentativo do MME ao optar por uma taxa de desconto no fluxo de caixa de 7,31% (relativo ao cenário probabilístico do percentil 84), em detrimento de 5,44% (para o

percentil 50 das concessões) e 6,38% (para o percentil 69).

16. A justificativa do Ministério para tal escolha englobou, principalmente, a absorção do risco hidrológico. Também se alçaram argumentos relativos à maior volatilidade de preço em mercados ACL ou ACR, em comparação ao regime cotizado, além de mudanças estruturais vivenciadas pelo setor elétrico, como a maior competição entre as fontes de geração e redução da capacidade de regularização dos reservatórios.

17. Sobre a questão hidrológica, o Exmo. Ministro Vital do Rêgo sagazmente aduziu – no que concordo – que tal argumento não poderia satisfazer um risco maior na taxa de desconto, porque já fora considerado ao reduzir garantias físicas e receitas na variável **hedge** (=1- GSF).

18. Em outras inconsistências argumentativas, também se questionou as UHE Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, cujos contratos não abrangem o regime de cotas, mas afeiçoam-se ao PIE (Produtor Independente de Energia). Aliás, mesmo nos contratos cotizados, o emprego da faixa respectiva ao quartil superior de riscos não se justificaria, em vista dos valores de comercialização sabidamente superiores tanto no ACR quanto no ACL, em comparação com os contratos cotizados. Também não houve previsão de investimentos, a reduzir as incertezas em variável tipicamente sensível a riscos.

19. Em outro argumento do nobre revisor *“O MME apresenta justificativas que confrontam a boa prática advinda da competitividade em prol da expansão do SIN, mediante o crescimento do mercado livre, que já representa cerca de 35% do mercado de comercialização de energia. Cito, ainda, a migração de consumidores do ACR para o ACL, o que gera aumento de demanda no ACL”*. Conclui que *“[...] a escolha do MME em relação à taxa de desconto de 7,31% deixa de apropriar parte do excedente econômico dos novos contratos de concessão”*.

20. Com lastro nessas considerações, *“em vista da confusão [...] entre as UHE cotistas e não cotistas (PIE)”* o Min. Vital solicitou à unidade o emprego da taxa de desconto concernente ao percentil 69, de 6,38%, unicamente para as UHE Tucuruí, Mascarenhas de Moraes e Curuá-Una, o que isoladamente onerou em R\$ 2,98 bilhões o valor do VAC.

21. Pautado nessas constatações, propôs-se *“determinar ao MME, com fundamento no art. 4º, inciso IV, da Lei 9.491/1997, c/c os arts. 7º, inciso VI, e 30, do Decreto 2.594/1998, e os arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, incisos III e IV, da Lei 14.182/2021, que:*

*a) adote uma taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão, em razão da mudança do regime de exploração das UHEs cotistas; e*

*b) adote uma taxa de desconto compatível para a modelagem econômico-financeira dos novos contratos de concessão para as UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, tendo em vista que essas usinas geradoras já estão no regime de produtor independente de energia.”*

22. Em juízo da questão, desejo inicialmente tecer um necessário contexto das análises do TCU sobre as modelagens financeiras em contratos de concessão e os limites que acredito devam existir a partir dessas conjecturas.

23. No âmbito do Tribunal de Contas da União, o acompanhamento dos estudos para desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) está disciplinado pela IN-TCU 81/2018, editada com o propósito de buscar o aumento da aderência legal e normativa da documentação apresentada, de minimizar as hipóteses de futuros litígios envolvendo o poder público e demais atores e de ampliar das chances de sucesso do certame.

24. Por óbvio, tais desígnios devem ser desempenhados nos estritos limites da competência desta Corte, isto é, as determinações para adoção de medidas corretivas só podem ser exaradas quando

se identificar a prática de atos irregulares que caracterizem a violação a normas legais ou infralegais; e as recomendações, por sua vez, são utilizadas quando se verificam oportunidades de melhoria de desempenho.

25. Não obstante a possibilidade de tecer determinações ou recomendações, ambas as medidas devem ser propostas com parcimônia, sob pena de, substituindo-se ao regulador, adentrar-se em atos praticados no exercício das competências exclusivas e tipicamente discricionárias daqueles entes. Cumpre lembrar que uma das características fundamentais do poder concedente é exatamente a liberdade regulatória, desde que pautada em escolhas lícitas.

26. Desejo adentar o mérito dessa “licitude” para discutir a proporcionalidade – e a margem de precisão exigível, ou esperável – desses estudos, eminentemente no cálculo da taxa de desconto tida como razoável (inferior em 0,93% da taxa utilizada pelo MME). Nesse sentido, especificamente em relação ao custo médio ponderado de capital (**Weighted Average Cost of Capital – WACC**), cabe avaliar o processo decisório que resultou na escolha de determinada taxa de desconto e constatar a justa motivação a dotar de licitude tais valores.

27. Por certo, é conhecido na técnica (arte) do valuation que o exercício de futurologia para alçar o comportamento anos após de variáveis econômicas não é uma ciência absolutamente exata; mas uma prática de coerência e motivação acerca das condições de contorno da modelagem – a ser basear, sim, em lastros históricos, sem ignorar, entretanto, as expectativas futuras em decorrência do que já se auspícia no presente.

28. Pois bem: de fato, encontraram-se fragilidades em alguns argumentos alçados pelo MME acerca da escolha para o quartil mais alto de riscos, o que levaria, segundo o revisor, à utilização de um “cenário-médio” para a escolha da taxa de desconto. Tenho, todavia, que eventuais falhas argumentativas do MME, a motivar a razoabilidade do **WACC** empregado, não devem levar inexoravelmente à impugnação da taxa de desconto utilizada, em razão somente de lapsos pontuais nessa argumentação. Há de se ponderar, em verdade real, a razoabilidade global intrínseca desses valores de expectativa para o futuro.

29. Em primeiro argumento, a própria unidade técnica, em exame global acerca da taxa de desconto, sopesou, no item 228 do acervo instrutivo, que “foi consultado o sítio na Internet do professor Aswath Damodaran que apresenta os Custos Médios Ponderados de Capital de diversos setores da economia”. Em consulta àqueles **WACC** respectivos aos setores e empresas que operam em mercados e economias considerados emergentes, como é o caso do Brasil, reporta-se que “Para o setor de energia (Coal & Related Energy), o sítio oferece a estimativa de WACC de 8,14% e para todas as indústrias/setores de 9,52%, ambas acima da estimativa de 7,31% proposta pela Nota Técnica 46/2021/ASSEC (peça 144)”.

30. Avalio, ademais, que merece respaldo o argumento sobre as modificações relevantes que a matriz energética brasileira vem passando, havendo um constante incremento na participação de outras fontes renováveis, como a eólica e a solar.

31. Em verdade, observei certa uniformidade de critérios para a definição do **WACC** no presente caso com outras concessões recentes do setor elétrico. Tanto que a Secretaria do Tesouro Nacional (STN) orientou que os parâmetros para a definição da taxa de desconto no processo de capitalização da Eletrobras deveriam ser os mesmos utilizados em outra privatização em andamento: a exemplo da Companhia Estadual de Energia Elétrica-Geração, sociedade de economia mista controlada atualmente pelo Estado do Rio Grande do Sul.

32. A partir das diretrizes postas em manual, a STN sugeriu três valores representativos para a taxa que remunera o Custo Médio Ponderado de Capital (**WACC**) para concessões de geração de energia elétrica: os mesmos 5,44% para o percentil 50 (correspondente ao ponto médio), 6,38% para o percentil 69 (correspondente ao ponto médio acrescido de meio desvio padrão) e 7,31% para o



percentil 84 (também correspondente ao ponto médio e acrescido de um desvio padrão).

33. Naquela oportunidade, o MME entendeu que a taxa mais apropriada para descontar o fluxo de caixa operacional estimado para os novos contratos de concessão de geração de energia elétrica a serem celebrados entre a União e a Eletrobras seriam os idênticos 7,31%; ainda que não se trate de um regime de cotas.

34. Aliás, ao observar a composição dos 7,31% apresentados na tabela 3 do bem detalhado voto do Ministro Vital, a bem da justiça da crítica, poder-se-ia questionar os parâmetros em que se faria jus um potencial aumento dos valores cominados, como é o caso da inflação estadunidense, a mais alta em quarenta anos, em um acumulado em doze meses de 6,7%. A taxa de juros base dos Estados Unidos da América (a impactar todos os demais custos de oportunidade da economia mundiais) também tem viés de alta, e, apesar da manutenção dos 0,25% anteriores, o mercado já projeta juros futuros aumentados (<https://www.infomoney.com.br/mercados/futuros-dos-eua-e-europa-sobem-a-espera-de-decisao-do-fed-ipca-15-e-mais-assuntos-que-vao-movimentar-o-mercado-hoje/>).

35. Comparo, também, a taxa de 7,31% ao rendimento das Notas do Tesouro Nacional NTN-B 2055, cuja remuneração aproxima-se hoje de IPCA + 5,7% a.a. Poderia ser também invocada a galopagem recente dos juros base da economia brasileira, em viés idêntico de alta, e o respectivo efeito no prêmio livre de risco. Ou: o risco-Brasil atual, em patamar 0,5% maior do que o alicerçado na análise anterior.

36. Quero dizer que não entendo que possamos, de pronto e em determinismo engessado, classificar como ilegítimo e ilegal a aplicação de 7,31% na taxa de desconto (em elevação de 0,93% em comparação com 6,38% tido então como justos). No caso concreto, as variáveis envolvidas, por seus riscos internos intrínsecos, não são aptas a perfazer um juízo de ilegalidade absoluto no percentual utilizado, a aquilatar uma determinação para revisão de valores que, pela envergadura, colocam em xeque a própria continuidade deste processo de privatização.

37. Portanto, considerando a razoabilidade global da taxa de desconto apresentada, entendo que o Tribunal não deva sugerir outro patamar para o custo médio ponderado de capital.

#### IV

38. O valor estimado da energia no longo prazo foi o responsável pelo maior impacto nas análises perfilhadas pelo voto revisor. A não utilização da variável (comercializável) da capacidade de potência – cujos conceitos já foram exaustivamente elucidados pelos votos antecessores – ensejariam um incremento no VAC de R\$ 46 bilhões; podendo chegar a R\$ 63 bilhões com o efeito em cascata das alterações propugnadas do **hedge** hidrológico e da taxa de desconto.

39. No sempre bem embasado voto do Ministro Vital do Rêgo, argui-se, em síntese, que com a mudança da matriz energética, pela entrada de usinas intermitentes, o sistema elétrico passou a requerer mais potência. O PDE 2029, elaborado em 2020 pela EPE, indicaria, inclusive, a necessidade de expansão específica para o atendimento da demanda de potência, a partir de 2024. A EPE, ao elaborar em 2017 o PDE 2016, passou a considerar que “o CME [custo marginal de expansão] é agora obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à arga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência” (grifos no original). O mesmo PDE 2026 situaria que o custo marginal de expansão (CME) – com duas frações: CME-Energia e CME-Potência – seria parâmetro para tomada de decisão de investimento.

40. Nessa lógica, em 2021, em caráter inovador, realizou-se um leilão para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, com base na Lei 10.848/2004, em função das modificações trazidas pela Lei 14.120/2021, regulamentada pelo Decreto 10.707/2021.

41. Aduz-se que se teria ignorado na modelagem do VAC essa importante fonte de receita: “a

*modelagem ora analisada apresenta fluxos de caixa, para o prazo de 30 anos, que tem como entrada garantia física que não garante o suprimento de energia e potência requerida atualmente pelo sistema elétrico*". Aliás, a contratação advinda dessa modelagem econômico-financeiro apresentada pelo MME, segundo o voto revisor, poderá ser alterada no futuro próximo, conforme os termos do Projeto de Lei 414/2021, que tramita na Câmara de Deputados com prioridade para 2022.

42. Em ponto crucial para a análise, para o zeloso revisor, nem a Lei 14.120/2021 nem o Decreto 10.707/2021 restringiriam, em qualquer posituação, as hidrelétricas de participarem em leilões referentes à reserva de capacidade, na forma de potência.

43. Baseado nisso, em grossa síntese, e tomando por verdadeiro o corolário (utilizado pelo MME) de que que o valor da venda da energia no longo prazo tenderia a se igualar ao Custo Marginal de Expansão do sistema, buscaram-se referências em publicações da própria EPE com projeções de longo prazo para o CME-Expansão – incluindo, de forma apartada, o CME-Potência. O valor estimado de venda seria, pois, obtido pela igualdade com esses Custos Marginais de Expansão.

44. Segundo a EPE NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-082/2020, a jazer o “Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia e Cálculo – 2020” (peça 207, p. 14) – o CME-Expansão evoluiria de R\$ 128,35 em 2026 para R\$ 246,79 em 2030. Esse último valor foi o tido como justo para parametrizar o preço de venda de energia no longo prazo. Ao aplicar tal montante, em substituição aos R\$ 172,14 então utilizados no fluxo de caixa (unicamente com base no CME-Energia), tal modificação, isoladamente, ensejaria R\$ 46 bilhões de aumento do valor devido no VAC.

45. Daí decorreram as propostas de determinação ao MME que:

*“9.2.1. atualize os estudos para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), relativos às UHEs abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, a fim de adotar, com fundamento no art. 4º, inciso IV, da Lei 9.491/1997, c/c os arts. 7º, inciso VI, e 30, do Decreto 2.594/1998, e os arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, incisos III e IV, da Lei 14.182/2021, as medidas necessárias para estimar:*

[...]

*9.2.1.4. o preço de energia para o longo prazo, de modo a garantir o balanço entre oferta e demanda de energia e de potência para a expansão de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, consoante premissa expressa da metodologia;”*

46. Com as mais honestas vênias ao revisor, discordo da necessidade – e mesmo viabilidade – de se utilizar o CME-Potência, na forma empregada, para empreender o justo valor de energia a longo prazo.

47. O primeiro – e principal – argumento é que se parte da premissa de que “*nem a Lei 14.120/2021 nem o Decreto 10.707/2021 em nenhum momento restringem as hidrelétricas da possibilidade de participação em leilão referentes à reserva de capacidade, na forma de potência*”. Existiriam perfeitas condições regulatórias para o perfeito manejo negocial das UHE “venderem potência”.

48. Auspicio, contudo, a subsistência de incertezas regulatórias a, na prática, inviabilizar a comercialização de potência por usinas hidrelétricas – ou a impossibilitar um cálculo nem sequer medianamente preciso do valor agregado ao negócio enquanto não dissolvidas, em exemplo, as seguintes lacunas regulatórias:

- inexistem parametrizações estatísticas para avaliação do **quantum** de capacidade em forma de potência apta a ser utilizada por cada UHE, em contraponto aos limites mínimos e máximos de vazão dos reservatórios e a respectiva interdependência das garantias físicas a montante e a jusante de cada reservatório. Tais regras seriam necessárias para atribuir, a cada usina, qual o limite de sua

contribuição para o mercado de potência, em coerência sistêmica do efeito cascata das demais UHE;

- ainda não está delineado o tempo regulatório mínimo pelo qual o suprimento de potência deva ser garantido, em termos de horas críticas de suprimento. Sem tal definição, tanto não se tem um produto para o qual se possa fornecer preço, quanto se inviabiliza o estabelecimento do quanto da parcela de garantia física estará disponível para venda em forma de energia; e

- não há, ainda, regras sobre as consequências regulatórias pelo inadimplemento e respectivos mecanismos de realocação de capacidade para atendimento das obrigações contratadas.

49. Vejam que nenhuma dessas questões faz sentido em contratações de capacidade para termoeletricas, a contarem já com um leilão de venda de capacidade no final do ano passado, mas são absolutamente fulcrais para a decisão do regulador em empreender um mesmo leilão para hidrelétricas; como também do próprio empreendedor em fornecer energia. Não se tem certeza nem sequer sobre quando exatamente esses contornos regulatórios estarão preenchidos. Ou mesmo qual será o valor de mercado justo em face de tal regulação. Inexistem balizas históricas ou justas elocubrações (com base em CME-Potência, por exemplo) que possam oferecer valor por um produto ainda disforme, impreciso e inacabado.

50. Senhores ministros, quero dizer que, ainda que a regulamentação necessária para viabilizar tal mercado em hidrelétricas esteja velozmente disponível (e ainda não está), a elocubração em termos de oferta e demanda a compor o chamado preço de mercado é tarefa meramente – e temerariamente – especulativa. A sobreavaliação desse montante tem o poder de frustrar completamente o próprio leilão da companhia, caso o mercado não acompanhe a justeza do valor bilionário a se arcar no VAC face à expectativa desse mercado. Seria taxar um número a chamar-lhe de justo sem contornar perfeitamente a especificação do produto; sem saber o quanto desse produto cada UHE disporá; e sem ter razoável ciência do tamanho da consequência (ressarcitória e apenadora) pelo inadimplemento.

51. O paradoxo é que reconheço a iminência desse mercado. Admito, igualmente, que os compradores, em eventual venda da Eletrobras, bonificarão a mera expectativa desse enorme mercado. Estamos diante de uma provável – e até iminente – regulamentação. E ignorar tais expectativas seria, sim, subprecificar relevantemente tal oportunidade.

52. Não ignoro o valor desse mercado – ainda que iminente. O que defendo é a impossibilidade de, até o momento, se monetizar de forma razoável tal subprecificação. Tenho que estamos tipicamente diante de uma variável previsível, mas de consequências incalculáveis, bem conhecida pelo direito.

53. Em situações como tal, diante de uma condição onerosa de efeito incerto, na impossibilidade de definição **a priori** da justa contraprestação por um encargo – ou do justo ressarcimento por uma condição incerta, como é o caso – pode-se estabelecer contratualmente o mecanismo de fazê-lo no futuro, quando então estarão preenchidas tais lacunas de incerteza.

54. Ajuízo que a única forma de harmonizarmos uma contraprestação de bônus por esse mercado de potência seja não calculando, neste momento, o valor do bônus decorrente; mas deixando assente que, em caso de regulamentação e livre desfrute desse mercado pelas concessionárias, que se providencie um bônus adicional em face dessa receita certa à época da assinatura do contrato, mas imprecificável de acordo com arcabouço legal-regulatório existente ao tempo da pactuação.

55. Em primeiro manejo deste voto, propus, assim, que se determinasse ao CNPE, com base no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 4º da Lei 14.182/2021, que preveja, como condição para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica mencionadas no art. 3º, inciso II, da Lei 14.182/2021, que na oportunidade da celebração de novos contratos de geração de energia elétrica, com a descotização das usinas e a consequente alteração do regime de exploração para a produção independente, faça constar da cláusula do instrumento dos novos contratos menção explícita à revisão do bônus de outorga – com eventual pagamento adicional em montante e forma a

ser posteriormente calculado, à luz da regulamentação e das condições de mercado vigentes – em caso de regulamentação do mercado de reserva de capacidade, na forma de potência, a tornar apta a sua respectiva comercialização por usinas hidrelétricas, de acordo com a livre decisão das empresas em vender ou não sua capacidade, em forma de potência.

56. Após o salutar debate com meus pares, contudo, agregando as sempre profícuas construções colegiadas, não me opus a converter a presente determinação em recomendação. Obviamente que a negativa por parte do CNPE (ou do MME) na utilização desse mecanismo, pelo dever de prestar contas típico de quem maneja recursos públicos, é um dever intrínseco.

57. E não acredito que haja qualquer óbice na Lei 14.182/2021 quanto a esse bônus adicional, ainda que no decorrer do novo contrato de concessão. Como consta do diploma legal:

*“Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:*

*I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;*

*II - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos das seguintes parcelas [...].”*

58. No excerto suscitado, o CNPE avaliaria a forma pela qual serão endereçados 50% do VAC; não havendo idêntica menção sobre a forma de pagamento com respeito ao pagamento para a União dos 50% restantes, abatidos os demais encargos, a intuir alguma rigidez interpretativa sobre a impossibilidade de um pagamento variável, **a posteriori**.

59. Não albergo tal ajuizamento. A hermenêutica desse tipo de transação não poderia conduzir à antieconomicidade ou ao enriquecimento sem causa de quaisquer das partes. Se não se faz possível – por razões históricas, práticas e legais – se precificar **a priori** alguma oportunidade de negócio, que se faça depois, interpretando o ordenamento jurídico, diante das lacunas por ele oferecidas de sorte a eliminar tal fonte de antijuridicidade.

60. Quanto à natureza do futuro negócio jurídico, mesmo que se trate de uma concessão para fornecedores “livres” de energia, trata-se de um contrato **sui generis**, porque **sui generis** foi todo o processo da constituição contratual, fruto da transformação de um regime de cotas tipicamente submetido às exorbitâncias de um contrato administrativo. Essa transição de regimes, para a extinção do primeiro, exige a titulação de mecanismos reguladores também típicos de contratos administrativos, como a cláusula asseguradora do “justo pagamento” que propus.

61. A solução que ora apresento, nem ignora o potencial de valor de mercado dessas capacidades de potência nem conduz a uma precificação forçosa, pautada em dados tão inéditos quanto imprecisos.

## V

62. A Sua Excelência, Min. Vital do Rêgo, também defende a necessidade de revisão de parâmetros utilizados no estudo de viabilidade das 22 usinas, como a série de vazões dos empreendimentos, o uso consuntivo das águas, a produtividade das usinas, a batimetria dos reservatórios, dentre outros.

63. Com idêntica percuciência demonstrada ao longo de todo o seu voto, o Min. Vital alterca

que os parâmetros mencionados pela unidade instrutiva impactam diretamente o modelo de operação do SIN e interferem em sua principal variável: o Custo Marginal de Operação (CMO) calculado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa variável é determinística para o esvaziamento dos reservatórios das UHE ou para o uso de usinas, a exemplo das térmicas.

64. A questão debatida, em ressalva empreendida pelo já reconhecido voto do Ministro Aroldo Cedraz, foi o fato de que, nas palavras do relator, *“observância a esse ou outro cronograma de governo possa ser seguido ou imposto às cegas, parecendo-me imprescindível que seja devidamente motivada pelas autoridades competentes toda e qualquer preferência cronológica dada à desestatização em tela em detrimento de oportunidades de melhoria e de retificação de falhas tecnicamente apontadas como pertinentes”* (grifos no original).

65. O relator sugere recomendar ao MME que *“complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021”*.

66. O Ministro-Revisor, por congruentes argumentos, endossa o encaminhamento sugerido pelo Exmo. Ministro Cedraz, alinhavados com o MP/TCU, acrescentando que *“de fato, a Lei 14.182/2021 não estabeleceu cronograma, nem a data final para atendimento do art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021, tampouco fixou a data para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras”*. Afinal, um cronograma que a lei não estabeleceu não poderia ser empecilho para a concretização das atualizações dos parâmetros citados pela unidade técnica.

67. Em minha declaração de voto anterior, destaquei excerto produzido pela SeinfraElétrica no sentido de que *“a despeito dos riscos mencionados, o processo de recálculo de garantias físicas envolve atividades que fogem ao escopo do presente trabalho e que poderiam demandar um prazo incompatível com o cronograma de privatização da Eletrobras, motivo pelo qual se entende pela inviabilidade de providências relacionadas ao assunto”*.

68. Ao analisar atentamente a questão, acompanhei as conclusões da unidade técnica, já que a reavaliação das garantias físicas se baseou nos parâmetros disponíveis até o momento do estudo. Além disso, situei que uma nova reavaliação (quando surgirem os novos dados) poderá demandar, ainda, um tempo substancial por parte dos órgãos do setor elétrico, com riscos de relevantes atrasos nos procedimentos de desestatização.

69. Entendi, finalmente, que o TCU não devesse expedir as recomendações debatidas neste tópico, ou, ao menos, que houvesse ajuste nas redações de tais recomendações para que não sirvam de impedimento prático inábil e desproporcional para o prosseguimento da desestatização.

70. Nesse pensamento, não teria dificuldades em acompanhar a recomendação proposta pelo e. Min. Jorge Oliveira, na seguinte redação:

*“9.1. recomendar ao Ministério de Minas e Energia que:*

*[...]9.1.4. complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021;”*

71. Eventuais providências necessárias, completamente divorciadas de viabilidade fática, em termos do cronograma perseguido, poderão – se razoáveis – ser devidamente justificadas.



72. No tema repotencialização, o novel voto apresentado por Sua Excelência, Min. Vital do Rêgo, consigna necessária, em perfilhamento com o MP/TCU, alteração da recomendação então sugerida pelo relator (acompanhando a unidade técnica) para determinação, na seguinte forma:

*“determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME), que inclua no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras a que se refere o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021, cláusula que estabeleça como obrigatória a realização de estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazendo constar da referida cláusula os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga.”*

73. Em minha primeira manifestação, reputei mais adequado converter essa determinação em recomendação, conforme sugerido inicialmente pela unidade instrutiva. Isso porque, embora os custos desses estudos para as 22 UHE (estimados em R\$ 727 milhões) correspondam apenas a cerca de 1,5% do VAC, não há evidências acerca dos potenciais benefícios. Em resposta a questionamento formulado pela unidade técnica, a EPE destacou que *“não há informações suficientes para indicar a viabilidade financeira e técnica sobre o investimento em novos estudos para todas as usinas em questão”*. Ou seja, tal viabilidade poderia variar de usina para usina.

74. Mantenho, pelos mesmíssimos argumentos, minha proposta de recomendação.

## VII

75. Sobre as oportunidades presentes na UHE de Tucuruí, o voto revisor lembrou que a usina está operando no regime de produtor independente de energia, em contrato com prazo de vigência previsto até 30/8/2024, e que, de acordo com o referido contrato de concessão, no aproveitamento hidrelétrico, a concessionária terá ampla liberdade na direção de seus negócios; o preço aplicável na comercialização da energia elétrica produzida será negociado livremente pela concessionária com os compradores; e a concessão confere à concessionária, dentre outras prerrogativas, a de comercializar a potência e energia do aproveitamento hidrelétrico.

76. Contextualizam-se oportunidades decorrentes da implantação de uma terceira casa de força na usina, ao mesmo tempo em que se alertou que *“não há por que se falar em descotização da UHE Tucuruí. Trata-se de prorrogação antecipada da concessão da UHE Tucuruí, sem licitação”* (grifos no original).

77. Conclui-se que *“em que pese a tamanha envergadura da UHE Tucuruí no Sistema Elétrico Brasileiro [...]”,* registrou que *“[...] o presente processo deixou de avaliar a possibilidade de venda da usina mediante licitação, de modo a permitir que potenciais interessados pudessem ofertar o melhor preço por esse ativo estratégico”*.

78. Sobre tal ponto, com as vênias de praxe, reputo que a “dispensa de licitação” para a prorrogação antecipada da licitação em comento foi legalmente instituída pela Lei 14.132/21, em seu art. 2º, inciso IV:

*“Art. 2º Para a promoção da desestatização de que trata esta Lei, a União fica autorizada a conceder, pelo prazo previsto no § 1º do art. 1º desta Lei, contado da data de assinatura dos novos contratos, novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras, que:*

*[...]*

*IV – tenham sido outorgadas por meio do Contrato de Concessão nº 007/2004-Aneel-Eletronorte; [Tucuruí].”*

79. Considerando o comando constitucional do art. 37, inciso XXI, a exigir licitação “ressalvados os casos especificados na legislação”, tem-se que a decisão sobre a prorrogação antecipada de Itaipu, e a respectiva necessidade de modelagem financeira do empreendimento para fins do VAC são mera consequência legislativa, não cabendo ressalva ao poder concedente a apresentar os respectivos estudos.

### VIII

80. Neste tópico, abordo o possível impacto tarifário para os consumidores, em razão da mudança do regime de exploração para produtor independente de energia das 19 UHE abrangidas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021. Tal questão foi suscitada pelo Ministro-Revisor, a se basear, precipuamente, em estudo desenvolvido pelo Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Deinfra/Fiesp), datado de julho/2021.

81. Como já antecipei no introito desta declaração de voto, em apertada síntese, o estudo concluiu que, ao longo dos próximos trinta anos de concessão, o valor presente líquido do custo adicional que será suportado pelos consumidores de energia estaria entre R\$ 52,4 bilhões a R\$ 104,2 bilhões, a depender do cenário considerado. Tais montantes considerariam o impacto nas tarifas dos aportes da CDE oriundos do VAC e corresponderiam a um aumento tarifário médio de 4,3% a 6,5% ao ano.

82. Com base em tais conclusões, o Ministro Vital do Rêgo – com a justa diligência frente a tamanho impacto – propôs a expedição das seguintes determinações:

*“a) ao MME, para que se manifeste, no prazo de 15 dias, em atendimento ao contraditório e à ampla defesa, acerca do estudo elaborado pelo Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Deinfra/Fiesp), de julho de 2021, acostado à peça 314;*

*b) à Aneel, com base no art. 16 do Decreto 2.335/1997, para que apresente, no prazo de 15 dias, estudo que avalie o impacto tarifário para os consumidores, em razão da mudança do regime de exploração para produtor independente de energia das 19 UHEs enquadradas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021, com base em premissas e cenários realistas, considerando o portfólio dos contratos de todas as distribuidoras do país.”*

83. Confesso que em outra situação, eu não teria dificuldades em acompanhar o posicionamento de Sua Excelência. Reputo, contudo, que devemos nortear o escrutínio das medidas que ora propomos consoante o respectivo impacto, tanto em termos de eficácia decisória, quanto em termos de consequências ao jurisdicionado, a lhe viabilizar o exercício de gestão.

84. Tenho especial preocupação de que a postergação desarrazoada da decisão do TCU sobre o VAC e as outorgas em apreço ocasionem uma inviabilização na continuidade do cronograma de capitalização da estatal, com riscos consideráveis de que tal processo possa não ser concluído em 2022, o que, a meu ver, traria prejuízos ainda maiores para todas as partes interessadas, Estado, acionistas e os próprios consumidores de energia.

85. Prejuízos esses, pondero, sem um contraponto de real eficácia de potenciais novas determinações a obstar a continuidade do processo, mesmo tendo, nas vírgulas, os cálculos exigidos. Afinal, as descotizações, a forma e o montante de “compensação” relativa ao bônus de outorga à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foram imposições legais, fruto da aplicação vinculada do art. 4º, inciso I, da Lei 14.132/21 – com baixa ou nenhuma opção de discricionariedade.

86. Dito de outra forma, os possíveis efeitos do processo de desestatização da Eletrobras nas tarifas de energias já estão postos pela Lei 14.182/2021, decorrendo de opção expressa do legislador ao estabelecer a destinação dos recursos do VAC. Não vislumbro que, nesses contornos, tenhamos

poderes para desfazer tal ato legislativo.

87. Paralisar um processo de tal relevância, com base em um estudo que nem sequer foi analisado pela unidade técnica, seria uma medida de especial drasticidade, ainda mais quando o MME e a Aneel encaminharam documentos ao TCU demonstrando que nos primeiros cinco anos de concessão haveria uma redução de tarifas ao consumidor. Também se deu conta que os cronogramas de descotização e a antecipação de aportes na CDE já em 2022 proporcionarão relevante benefício tarifário para os consumidores, estimado em cerca de 2,45% neste exercício.

88. Não desconheço, senhores ministros, que as informações acostadas aos autos pelo MME e pela Aneel estão restritas ao mercado regulado de cotas para os cinco primeiros anos dos novos contratos de concessão. Também partilho da preocupação do Ministro-Revisor sobre a necessidade de aprofundamento dos estudos, notadamente sobre o impacto tarifário para o período completo dos aportes para a CDE, a serem realizados durante a execução integral dos novos contratos de concessão.

89. Não se pode olvidar, entretanto, que a Lei 14.182/2021 estabeleceu o regime de produção independente de energia para a exploração das UHE, não havendo, portanto, fixação de tarifas pelo Poder Concedente. Tais menções, inclusive, já fiz valer em meu primeiro voto apresentado. Novamente, a referida lei também já definiu, taxativamente, o percentual que seria destinado à CDE e ao Tesouro Nacional, de modo que não restaria liberdade por parte do Poder Concedente em efetuar escolha diversa no processo de desestatização da Eletrobras.

90. Nessas digressões e em arremate, aquilato uma verdadeira serventia em prosseguir com a análise dos efeitos da Lei 14.182/2021 nos preços de energia, proporcionando maior transparência da matéria para a sociedade em geral. Todavia, tal medida deverá ser realizada sem comprometer a viabilidade desejável para a apreciação deste feito. Na realidade, tal providência poderia ser objeto de futuras ações de controle por parte desta Corte de Contas, quando algumas das diversas incertezas presentes nas questões suscitadas pelo Ministro Vital do Rêgo estiverem mais bem delineadas, e cito como exemplo o preço futuro da energia e os custos do risco hidrológico.

91. Assim, embora reconhecendo a legitimidade da proposta revisora, proponho que o TCU não expeça as determinações constantes dos subitens 9.3 e 9.4 da minuta de acórdão do Ministro-Revisor, nos termos acima reproduzidos.

## IX

92. Em derradeiro ponto, a exemplo do anterior, igualmente a revisão empreendida pelo Min. Vital do Rêgo demanda maiores informações sobre o impacto tarifário frente às demais medidas inseridas na Lei 14.182/2021, tais quais a contratação obrigatória de termelétricas a gás natural; a prorrogação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa); e a contratação de 2.000MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

93. Considerando a importância dos temas, o ilustre revisor propõe determinar:

*“a) ao MME que se manifeste, no prazo de 15 (quinze) dias, em atendimento ao contraditório e à ampla defesa, acerca do estudo elaborado pelo Departamento de Infraestrutura da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Deinfra/Fiesp), de julho de 2021, acostado à peça 314.*

*b) à Aneel, com base no art. 16 do Decreto 2.335/1997, que apresente, no prazo de 15 (quinze) dias, estudo que avalie o impacto tarifário para os consumidores decorrentes, especificamente, conforme os termos do art. 1º, § 1º, da Lei 14.182/2021, da contratação de térmicas a gás natural e de PCHs e a prorrogação de contratos do Proinfa por 20 anos.”*

94. Faço aqui comentários muitíssimo semelhantes aos que espousei em tópico anterior: a opção

pela contratação obrigatória de termelétricas a gás natural, de PCH e a prorrogação do Proinfra são opções do legislador cuja conveniência e oportunidade foram já avaliadas pelo Parlamento no processo de elaboração da Lei 14.182/2021, com baixa ou nenhuma eficácia contributiva a ser erigida em recomendações ou determinações que possam advir dessa dialética.

95. Tal realidade, em contraposição ao tempo necessário para a “*ampla defesa e contraditório, a ser ainda digerido em instrutiva e julgadora*”, não possui o contraponto de efetividade apta a, no meu sentir, fazer valer tais determinações.

96. Por certo, pode o TCU contribuir para mensurar o impacto das medidas adotadas na norma legal, de forma a contribuir para futuros processos decisórios. Como tais medidas, entretanto, não dizem respeito ao processo de privatização da Eletrobras, entendo que as determinações sugeridas pelo ilustre revisor devem ocorrer – se for o caso – em processo autuado especificamente para tanto, de forma a se evitar tumulto processual.

X

97. Finalizo situando que face às sutilíssimas diferenças entre a minuta de acórdão que apresentei e o inicialmente oferecido pelo Exmo. Relator, Min. Aroldo Cedraz – em vista de minha decisão de acompanhá-lo na recomendação concernente às providências contratuais para fazer frente ao iminente mercado de potência –, decidi por não mais apresentar proposta de decisão. Aquiesço, diante do exposto, ao voto do relator.

98. Louvo os meus pares, em especial as Suas Excelências, os ministros Vital do Rêgo, Jorge Oliveira, Aroldo Cedraz e o douto Procurador Rodrigo Medeiros e Lima. Agradeço também a permanente e competente disponibilidade da Secretária Arlene Costa Nascimento e do Supervisor do presente acompanhamento, Marcelo Leite Freire. Estou certo de que as construções ora tecidas nesse intenso debate, em assunto de máxima importância, redundarão na decisão de melhor interesse para o país.

Diante de tudo o que expus, acompanho a minuta de acórdão apresentada por Sua Excelência, o Ministro Aroldo Cedraz.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

BENJAMIN ZYMLER  
Ministro

## DECLARAÇÃO DE VOTO

A privatização da Eletrobras, objeto destes autos, destaca-se entre as mais importantes desestatizações, submetidas ao crivo do TCU, nos exatos termos da legislação em vigor.

Primeiro, pela imensa importância socioeconômica da estatal, maior geradora e transmissora do país de energia elétrica, utilizada por 99,8% das residências e 79% das empresas, cujo custo representa mais de 4% do orçamento das famílias brasileiras e até 40% dos custos de produção do setor industrial.

Segundo, pelos monumentais valores envolvidos. Em comunicado, o Ministério da Economia estimou em R\$ 100 bilhões o ganho da União com a oferta primária de ações da Eletrobras, somada à parcela de pagamento de outorga pela renovação de contratos de hidrelétricas e à potencial venda das ações remanescentes<sup>1</sup>.

Terceiro, pela sua particular modelagem, cujos contornos foram estabelecidos pela Lei 14.182/2021, que prevê emissão de novas ações, sem a possibilidade de aquisição pela União, para, ao mesmo tempo, diluir a participação acionária da União<sup>2</sup> e promover a capitalização da estatal, que passará a ter condições de realizar investimentos absolutamente necessários na expansão da capacidade de geração de energia limpa e na transmissão de energia.

Quarto, pelo fato de o pior cenário consistir no sucateamento da capacidade geradora de energia e da ausência de suprimentos hábeis para prover o consumidor residencial e industrial. O racionamento de energia é o primeiro passo para a decadência social e econômica de um País, causa primeira para a fuga da indústria e a consequente desindustrialização.

A lei condiciona a desestatização à outorga de novas concessões de geração de energia, pelo prazo de 30 anos, em substituição aos contratos atuais, todas sob o regime de produção Independente de Energia (PIE), em vez do regime de cotas de garantia física estabelecido na grande maioria dos contratos atuais das usinas hidrelétricas (UHEs) controlada pela Eletrobras.

A celebração desses novos contratos de concessão adicionará expressivo valor às concessões atuais. A estimativa desse valor, chamada de valor adicionado aos contratos (VAC), servirá de base para pagamentos que serão realizados pela Eletrobras à União, em contrapartida pela outorga.

Entre os referidos pagamentos destacam-se o aporte, em cotas anuais, na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e o pagamento de bonificação ao Tesouro Nacional, cujos valores foram pelo calculados pelo Poder Concedente em R\$ 29,8 bilhões e R\$ 23,2 bilhões.

Na atual etapa processual, o TCU avalia a consistência do cálculo do VAC realizado pelo Poder Concedente. Em virtude de ter sido imposta pela lei, a modelagem em si não está sendo apreciada.

Obviamente, não é possível prever, com exatidão, o comportamento futuro do mercado de energia elétrica. Não há como estimar com precisão custos, produção, preços de energia nem os efeitos da privatização em apreciação sobre essas variáveis, ainda mais considerando o prazo de 30 anos dos novos contratos de concessão. Todas elas dependem da quantidade e qualidade dos investimentos em geração e transmissão de energia que serão realizados, da integração e sinergia da matriz energética, da evolução do potencial hídrico, da evolução tecnológica que, por vezes, surpreende as mais benéficas expectativas.

---

<sup>1</sup> <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2021/junho/privatizacao-da-elektrobras-pode-destinar-mais-de-r-100-bilhoes-aos-cofres-publicos>.

<sup>2</sup> Após a emissão das ações, o Governo, que atualmente detém 60% das ações da estatal, passará a ter 45% de participação.



Como os novos contratos estão sendo oferecidos somente à Eletrobras, eventuais distorções na precificação do valor adicionado às concessões não serão corrigidas pelo mercado, que costuma estimar com mais precisão o preço de ativos.

O valor adicionado de outorga dos novos contratos apresenta maior relevo quando se tem em conta que o aporte de recursos na CDE representa a disponibilidade de recursos para custear modicidade tarifária e compensar eventuais aumentos transitórios do preço da energia, decorrentes da mudança do regime de cotas para o de produção independente de energia.

Não significa que esta Corte deva ocupar-se, tão somente, com evitar eventual subvalorização do VAC calculado pelo Poder Concedente. A sobrevalorização tem efeitos igualmente danosos, na medida em que as cotas, anualmente pagas pela Eletrobras, serão necessariamente incluídas na sua planilha de custos e formação de preços, influenciando o preço final da energia.

Além disso, eventual percepção de superestimativa do VAC pelo mercado resultaria, na melhor das hipóteses, no afastamento de investidores, redução do valor das ações emitidas pela estatal e menos recursos disponíveis para investimentos em geração e transmissão de energia, objetivo primordial da privatização. Na pior, no fracasso completo da emissão das novas ações, por desinteresse do mercado, ou rejeição dos acionistas da companhia à celebração dos novos contratos.

Por isso, conquanto respeite e admire a preocupação do E. Ministro Vital do Rêgo de assegurar mais recursos para a CDE, para amenizar eventual acréscimo tarifário oriundo da descotização da Eletrobras, oponho-me a que esta Corte substitua as escolhas do Poder Concedente pelas suas, sem amparo em motivos robustos de ordem legal ou lógica.

Esse, a meu ver, o caso de exigência de que sejam sopesados os efeitos, sobre o preço de energia de longo prazo, da venda de capacidade de entrega rápida de energia em horários de pico, chamada de potência, a que alude o subitem 9.2.1.4 do acórdão proposto pelo E. Ministro Vital do Rêgo.

Não existe no país previsão legal, nem parâmetros de preço, para a comercialização de potência. No modelo do setor elétrico vigente, somente é comercializado o produto denominado energia. Quando contratada a energia, as usinas também ficam comprometidas com o sistema para suprimento de potência, sem que essa contribuição produza receitas complementares.

A eventual criação de mercado de potência exigiria definição precisa das obrigações associadas ao serviço de potência, com o objetivo de permitir a sua precificação, por meio de processo competitivo, e implicaria a redefinição das condições de equilíbrio, que resultam na formação dos preços tanto de energia como de potência.

Por isso, inadequada a orientação no sentido de que seja incorporado ao valor adicionado à Eletrobras pelos novos contratos das usinas as projeções de receitas auferíveis com a comercialização de lastro ou reserva de capacidade de energia dessas usinas, prevista no subitem 9.3.7.1, do acórdão proposto pelo Relator destes autos. Ainda assim, por se tratar de recomendações, que poderão ou não ser adotadas, pelos agentes responsáveis, não apresento oposição.

Também não me oponho ao subitem 9.3.7.2 do acórdão proposto pelo E. Relator, de que seja recomendado ao MME que inclua, nos novos contratos de concessão, cláusula que condicione expressamente a comercialização, pelas respectivas usinas, da componente de lastro ou reserva de capacidade de energia à celebração de aditivos contratuais a serem previamente negociados com o Poder Concedente, nos quais esteja devidamente prevista e quantificada a remuneração da União por esse aditamento, medida que, aliás, considero oportuna.

Quanto à determinação ínsita no subitem 9.2.1.1 do acórdão proposto pelo E. Ministro Vital do Rêgo, de cálculo do *hedge* (=1-GSF), com base em metodologia robusta, que permita projetar o GSF para o período de 30 anos, o MME considerou que, nos primeiros anos da projeção o GSF seria

mais próximo do que se tem verificado na realidade (na casa dos 19%), com cenários mais frequentes de menor vazão para geração hídrica, em função de diversos fatores, como mudanças climáticas, usos consuntivos ou múltiplos da água etc. Para tanto, utilizou a média dos últimos quatro anos. A partir daí, foi aproximando esse valor para algo próximo da média histórica (5,2%).

Trata-se de metodologia de fácil compreensão, transparente e suficientemente robusta para precificar adequadamente o ativo.

O uso por 30 anos de percentual de GSF fixo, de 5,2%, relativamente baixo, proposto alternativamente pelo E. Ministro Vital do Rêgo, no mesmo subitem, é incompatível com o preço de energia em patamar elevado, como o empregado em parte do período, de R\$ 233/MWh, já que a GSF é altamente correlacionada com o preço da energia (quanto menor o GSF, maior a restrição hídrica).

Sobre a determinação de que sejam estimadas taxas de desconto compatíveis, constantes dos subitens 9.2.1.1 e 9.2.2.1 do acórdão proposto pelo E. Ministro Vital do Rêgo, oportuno consignar que a metodologia atualmente utilizada pelo Governo Federal calcula três níveis de WACC, cabendo ao órgão representante do Poder Concedente escolher a que melhor se conforme ao caso concreto, segundo critérios de oportunidade e conveniência.

No entender do MME, a taxa a ser aplicada deve ser a maior entre as propostas, no caso 7,31%, em função de incertezas que recaem atualmente sobre o setor elétrico (inserção de novas fontes, mudança de marco regulatório, mudanças climáticas etc.), bem como em função da alteração das atuais usinas cotistas (em que não há assunção do risco hidrológico), para o regime de produção independente (em que há assunção do risco hidrológico).

Razoável a ponderação do Ministério de Minas e Energia (MME), na medida em que os fatos alegados realmente fogem à situação média de estabilidade que já se verificou no setor elétrico e em outros setores, as quais poderiam justificar a adoção da taxa mediana de WACC calculada.

A propósito, por ocasião da definição do WACC em 7,31%, a NTN B 2055 era remunerada a IPCA + 4,02% ao ano, sendo hoje remunerada a IPCA + 5,7% ao ano. Portanto, eventual atualização poderia, até mesmo, aumentar o WACC, reduzindo o valor adicionado de outorga.

Como após a capitalização e o período de transição para a descotização, todas as UHEs comercializarão energia no regime de produção independente, sujeitas aos mesmos riscos de mercado, não há necessidade de diferenciação entre as taxas de descontos de as usinas que se encontram atualmente sob cotas ou PIE.

Quanto à determinação a respeito do Estudo da FIESP, prevista no item 9.4 da deliberação proposta pelo E. Revisor, o MME já se manifestou, publicamente, de forma adequada, por meio de seu sítio eletrônico, sobre diversas estimativas de valores pouco fundamentadas e anunciadas pela imprensa, entre eles aqueles decorrentes do estudo elaborado pela FIESP (<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/nota-de-esclarecimento-2013-jornal-folha-de-sao-paulo>).

No que tange à determinação a respeito dos impactos tarifários, decorrentes da mudança de regime (item 9.4), o MME apresentou ao Tribunal de Contas da União estudo, avaliando impacto tarifário para os consumidores de energia elétrica, por meio do Ofício 63/2022/SE-MME, de 14/02/2022 (SEI 0595812).

Constam do sítio eletrônico do MME, estimativas de impacto tarifário para os consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre decorrentes da contratação de térmicas a gás natural e de PCHs e da prorrogação de contratos do Proinfa por 20 anos. As estimativas de impacto constam das “*Notas de Esclarecimentos*” denominadas “*Visão do MME sobre os impactos da capitalização da Eletrobras*” (<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/visao-do-mme-sobre-os-impactos-da-capitalizacao-da-eletobras-1>) e “*Jornal Folha de São Paulo*”

<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/nota-de-esclarecimento-2013-jornal-folha-de-sao-paulo>.

Apesar disso, não me oponho a que seja determinada a apresentação destes estudos diretamente ao TCU, na linha do subitem 9.2.1 da deliberação proposta pelo E. Ministro Aroldo Cedraz, nem que dada ampla divulgação a esses estudos, na linha proposta pelo E. Ministro Jorge Oliveira.

Por essas razões, com as devidas vênias por divergir dos E. Ministros Vital do Rêgo e Jorge Oliveira, anuo ao encaminhamento proposto pelo E. Ministro Aroldo Cedraz.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

WALTON ALENCAR RODRIGUES  
Ministro

## DECLARAÇÃO DE VOTO

Tratam os autos de acompanhamento da privatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, regida pelas Leis 9.491/1997 e 14.182/2021, a ser executada na modalidade de aumento do capital social, por meio de subscrição de ações ordinárias, com a renúncia do direito de subscrição pela União.

2. A desestatização está condicionada à outorga, pelo prazo de trinta anos, de novas concessões de geração de energia atualmente sob a titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras e especificadas no art. 2º da Lei 14.182/2021. São, portanto, 22 usinas hidrelétricas - UHEs, com potência instalada de 26.089,6 MW, o que representa 91,67% da potência total instalada de UHEs geridas pela estatal e 90% de seu ativo imobilizado.

3. Nesta fase processual aprecia-se, exclusivamente, a modelagem econômico-financeira coordenada pelo Ministério de Minas e Energia – MME e ratificada pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE para a definição do valor adicionado desses novos contratos de concessão – VAC, a serem celebrados entre a União e a Eletrobras. A reestruturação societária da estatal e a definição do preço mínimo de suas ações para fins da desestatização serão objeto de análise em fase processual posterior.

4. Preliminarmente, devo agradecer ao Ministro Relator Aroldo Cedraz pela deferência em analisar em seu voto as razões técnicas que fiz chegar à Sua Excelência por ocasião da inclusão deste processo na pauta de julgamento da sessão do Plenário de 15/12/2021. Por estar em missão oficial, não pude participar da referida sessão, o que não foi impedimento para que o Relator levasse em conta as ponderações que lhe encaminhei.

5. Naquela sessão, o Ministro Vital do Rego pediu vistas destes autos o que me permite, nesta ocasião, apresentar diretamente ao Pleno estas considerações, que levam em conta também os votos já proferidos pelos Ministros Benjamin Zymler e Raimundo Carreiro.

6. Antes, porém, parabênizo aos auditores da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica – SeinfraElétrica, ao Ministério Público junto ao Tribunal, na pessoa do Procurador Rodrigo Lima, ao Relator e ao Revisor pela excelente qualidade técnica das análises empreendidas em curto espaço de tempo. Cabe, de pronto, o destaque de que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio da Resolução 30/2021, acatou encaminhamento proposto pela unidade instrutora e encampada pelo Relator que já impactaram positivamente o VAC em cerca de R\$ 10,7 bilhões. Trata-se, pois, de substancial e concreto benefício financeiro gerado por meio de sua diligente atuação.

### II – Valor Adicionado aos Contratos - VAC

7. Conforme estipulado no art. 4º da Lei 14.182/2021 e de acordo com a Resolução – CNPE 15/2021, o VAC foi inicialmente quantificado em, aproximadamente, R\$ 62,5 bilhões. Desse montante, foram deduzidos R\$ 2,9 bilhões referentes à recomposição de dívidas e de recursos perante a Reserva Global de Reversão – RGR, conforme disposto no art. 3º, § 3º, da Lei 14.182/2021. Do saldo remanescente (R\$ 59,6 bilhões), 50% serão destinados à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 29,8 bilhões), em benefício da modicidade tarifária. A outra metade, após abatimento das despesas mencionadas nos arts. 3º, inciso V, e 6º, § 6º, da citada Lei (calculadas em R\$ 6,5 bilhões a valor presente), será paga ao Tesouro Nacional (R\$ 23,3 bilhões). As referidas despesas dizem respeito, em síntese, ao desenvolvimento de projetos afetos: à revitalização de recursos hídricos nas bacias dos Rios São Francisco e Parnaíba e nas bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das UHEs de Furnas; à redução de custos de geração de energia elétrica na Amazônia legal; à navegabilidade dos Rios Madeira e do Rio Tocantins; e à disponibilização de energia por parte das usinas localizadas nas bacias do Rio São Francisco.

8. Devo lembrar que esse valor adicionado, calculado em, aproximadamente, R\$ 67 bilhões, decorre diretamente da chamada “descotização” da grande parte das usinas hidrelétricas que são foco desta etapa de análise. De forma bastante sintética, com a edição da Medida Provisória 579, de 2012, essas UHEs passaram a fornecer aos consumidores de energia do mercado cativo a totalidade da energia por elas geradas ao preço que remunera **exclusivamente** o custo da operação.

9. Além desse custo, nesse modelo, os consumidores cativos assumem também o denominado risco hidrológico associado à geração hidrelétrica. Ou seja, em momentos de hidrologia favorável, o preço da energia é baixo. Em épocas de pouca chuva, grosso modo, o preço da energia se eleva e é integralmente repassado aos consumidores. Assim, o contexto presente e futuro de escassez hídrica e de diversificação da matriz energética nacional é fator crítico para as tarifas repassadas aos consumidores.

10. Nesse sentido, cabe notar que, por força da MP 579, de 2012, aos consumidores cativos foi alocado um risco que não é por eles gerenciável. Trata-se de risco diretamente ligado às atividades de geração e de comercialização de energia elétrica, o que, caso adequadamente alocado, gera maior eficiência nos custos do setor e, assim, agrega valor àqueles segmentos.

11. Sob a ótica da Eletrobras, este Tribunal já verificou em fiscalizações anteriores o impacto nefasto que a referida medida ocasionou à empresa, sobretudo em decorrência da abrupta redução em seu faturamento e de grave insegurança jurídica em todo o setor.

12. Nessa linha, cabe ressaltar que as duas principais subsidiárias da Eletrobras, Chesf e Furnas, tiveram em 2012 perdas no resultado operacional de R\$ 10,3 bilhões. Ao final de 2015, o patrimônio líquido da Eletrobras sofreu queda de 45,9%, em termos nominais, em relação ao ano de 2011. Em 2016, a relação dívida líquida/ebitda da Eletrobras alcançou 9,8, quando o mercado considera saudável empresas com indicador de 2. Nesse mesmo ano, as negociações das ações da estatal foram suspensas na bolsa de Nova Iorque, em razão da falta de apresentação dos balanços referentes a 2014 e 2015 fruto, por sua vez, de investigações afetas a corrupção no âmbito da estatal. Ademais, desde 2015 a Eletrobras não arremata lote em leilões de transmissão. Em 2011 a empresa detinha 56% da transmissão nacional. Em 2019 essa participação chegou a 45%. No segmento de geração, em 2011 a Eletrobras tinha uma participação de 36%, chegando 2019 com 30%.

13. Estima-se, conforme apresentado nos autos, que, para manter sua participação no mercado nos próximos dez anos, a estatal precisaria investir cerca de R\$ 14 bilhões por ano.

14. Nesse contexto, a Lei 14.182, de 2021, ao condicionar a privatização da Eletrobras à nova configuração societária de corporação e à outorga de novas concessões de geração sob o regime de Produtor Independente de Energia de que trata a Lei 9.074, de 1995, busca, por um lado, realocar o risco hidrológico a quem pode gerenciá-lo de forma eficiente, o gerador, e, por outro lado, agregar valor às atividades da empresa em prol de um mercado eficiente e competitivo.

15. Em suma, portanto, como o próprio nome revela, o VAC reflete o valor adicionado aos novos contratos de concessão em decorrência da “descotização”. Sem prejuízo de análises operacionais que o Tribunal pode realizar acerca das consequências da implementação das medidas legais aprovadas pelo Poder Legislativo, é sobre o mencionado valor adicionado que deve ser feita uma avaliação de conformidade propriamente dita.

16. Feito esse preâmbulo, e de volta aos cálculos do VAC, o MME, ao efetuar correções de erros detectadas pela SeinfraElétrica e incorporar ajustes em algumas premissas, reduziu a sua estimativa para R\$ 56,8 bilhões. Desse montante, R\$ 27 bilhões seriam destinados à CDE e R\$ 20,3 bilhões ao Tesouro Nacional.

17. Ocorre que a SeinfraElétrica identificou incoerência metodológica na projeção do preço da energia de longo prazo, isto é, entre os anos de 2029 e 2051. Conforme premissa adotada para a modelagem em exame, o referido preço tende a se igualar ao Custo Marginal de Expansão do sistema



– CME-Energia. Assim, a unidade técnica considerou que deveria ser adotado o CME-Energia mais distante projetado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, isto é, o referente ao ano de 2033 no valor de R\$ 172,14/MWh. O MME, porém, havia adotado estimativas mais recentes do CME-Energia com valor de R\$ 155/MWh.

18. **Sobre esse erro metodológico, o MME, anteriormente à inicial apreciação deste feito pelo Plenário, já havia se manifestado favoravelmente à correspondente correção. Após o pedido de vistas formulado na sessão de 15/12/2021, o CNPE editou a Resolução 30/2021, em que confirmou o mencionado ajuste. Com isso, o VAC foi elevado em quase R\$ 10,7 bilhões, atingindo o montante de R\$ 67,5 bilhões. O incremento de recursos para o erário é de R\$ 5,3 bilhões e igual valor é acrescido aos pagamentos destinados à CDE.**

### III – Mercado de Capacidade

19. Ainda sobre a projeção de receitas decorrentes da exploração das novas outorgas em exame, a SeinfraElétrica propôs recomendar ao MME que *“adote na estimativa de valor da energia de longo prazo, previsão da componente de valor do lastro de capacidade de energia”*.

20. Na opinião da unidade instrutora, ao se desconsiderar a potencial receita futura advinda da comercialização de potência, além de energia, o VAC dos novos contratos pode estar indevidamente subavaliado.

21. O Ministério Público junto ao Tribunal - MPTCU, por sua vez, propõe que seja determinado ao MME que *“reavalie o preço da energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do valor adicionado pelos contratos (VAC) dos novos contratos da Eletrobras, de modo a: incluir, na estimativa de valor da energia de longo prazo constante no projeto de desestatização da Eletrobras e descotização de suas subsidiárias, previsão das receitas auferíveis com o componente de valor do lastro de capacidade de energia (CME-Potência)”*.

22. O Relator, porém, divergiu desses pareceres ao acatar as justificativas apresentadas pela EPE e pelo MME.

23. Acompanho o Relator nesse ponto, pelos fundamentos apresentados, além das razões que passo a apresentar.

24. De acordo com o art. 11 da Lei 9.074/1995, o produtor independente de energia – PIE, que caracterizará a Eletrobras no âmbito dos novos contratos de concessão em exame, é *“uma pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente **para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco**”*.

25. Dessa forma, no atual modelo, as usinas hidrelétricas, inclusive as aqui em exame, podem comercializar **apenas energia**. Assim, como se trata de um **único produto** a ser vendido, **no preço dessa energia elétrica está naturalmente embutido o custo da potência dessas usinas que fica disponível a todo o sistema para fins de despachos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.**

26. A **quantidade de energia** passível de comercialização (lastro de energia) por um gerador está associada à sua respectiva garantia física. Conforme ressaltado pela SeinfraElétrica, essa garantia *“pode ser definida como aquela correspondente à máxima quantidade **de energia** que este sistema pode suprir **a um dado critério de garantia de suprimento**”*. Como as usinas hidrelétricas são despachadas pelo ONS segundo critérios que visam garantir o suprimento por meio da otimização do uso dos recursos hídricos e da minimização do custo total do sistema ao longo do tempo, a garantia física (MW médios) é menor que a potência instalada das usinas (MW). Ou seja, embora a garantia

física tenha relação direta com a capacidade instalada, ela também está vinculada a critérios de suprimento estabelecidos pelo CNPE e MME.

27. Exemplo emblemático é o caso da UHE Belo Monte. A potência instalada dessa usina é de 11.233,1 MW e sua garantia física é de 4.571 MW médios. Isso decorre do fato de que essa UHE não é despachada pelo ONS todo o tempo, de sorte que, para garantir o suprimento, ela pode comercializar energia elétrica apenas no limite de sua garantia física, ainda que em determinadas épocas do ano toda a sua potência instalada seja despachada pelo ONS e ela venha a gerar energia em quantidade muito superior àquela baseada em sua garantia física. Porém, certamente, no preço da energia comercializada pela UHE Belo Monte está embutido o custo da instalação de toda a potência que fica disponível para o sistema.

28. No caso ora em exame, as 22 usinas a serem outorgadas à Eletrobras possuem potência instalada total de 26.089,60 MW e garantia física total de 12.379,70 MW médios. Estabelecido esse lastro para comercialização **de energia**, projetou-se os **preços de energia** de curto e longo prazos para ser estimado, então, o faturamento total que a Eletrobras pode ter com a comercialização desse produto.

29. No caso do preço de longo prazo, o CNPE adotou o denominado Custo Marginal de Expansão – CME na vertente **energia – CME-Energia** do ano de 2033 (172,14 R\$/MWh) como a variável que representa aquele preço de longo prazo.

30. O CME-Energia é calculado pela EPE no contexto dos estudos de expansão do sistema. Ele representa, em apertada síntese, o custo decorrente de uma unidade de energia (MWh) que deve ser adicionada ao sistema para garantir o atendimento de toda a demanda de energia. Assim, o uso desse dado como *proxy* do preço da energia de longo prazo significa considerar que o preço dessa energia será equivalente ao custo da necessidade de expansão da oferta de energia para atender à demanda.

31. Essa tem sido a metodologia tradicionalmente utilizada nos estudos de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos hidrelétricos. Mais recentemente, em maio de 2021, o Tribunal, no âmbito do TC 047.230/2020-7 (Acórdão 1.047/2021 – Plenário), analisou os estudos que embasaram a concessão de 14 novas outorgas de UHEs e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs à Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul – CEEE-GT no contexto da privatização dessa estatal. Naqueles estudos foi adotado o mesmo parâmetro de preço de energia de longo prazo: CME-Energia no ano de 2033, projetado, na ocasião, em 166,65 R\$/MWh.

32. Dada a garantia física das UHEs e projetado o preço dessa energia passível de comercialização, apura-se, grosso modo, o faturamento decorrente. Como a maior parte dos investimentos na potência instalada das usinas em exame já se encontram amortizados, o fluxo de caixa descontado desses empreendimentos revela um valor presente líquido – VPL positivo que, de forma simplificada, equivale ao VAC.

33. Não há reparo, portanto, a ser feito na metodologia em exame utilizada para projeção da receita a ser auferida com a venda de **energia** passível de comercialização pela Eletrobras oriunda das usinas em exame.

34. Ocorre que a SeinfraElétrica e o MPTCU apontam a necessidade de ser levado em conta na estimativa de receitas a possível comercialização de outro produto que não apenas energia: a **potência**.

35. Esse encaminhamento proposto decorre das atuais discussões acerca da modernização do setor elétrico em que se planeja desenvolver, além do próprio mercado de energia elétrica, um mercado de comercialização de potência. Nessa linha, estão em tramitação no Congresso Nacional os Projetos de Lei 1.917/2015 e 414/2021.

36. Além do referido possível novo mercado de potência, a SeinfraElétrica ressaltou a recente normatização de leilões de reserva de capacidade sob a forma de potência, notadamente com a edição

do Decreto 10.707/2021. Em dezembro de 2021 foi, inclusive, realizado o primeiro leilão dessa modalidade, Leilão - Aneel 11/2021, a partir da edição da Portaria – MME 20/2021.

37. Dessa forma, na opinião da unidade técnica e do MPTCU, os estudos de viabilidade das 22 usinas em apreço devem levar em conta a existência desse mercado e, então, a provável receita adicional que a Eletrobras poderá auferir mediante a comercialização não apenas de energia elétrica, mas também de potência. Para isso, mencionam a possibilidade de considerar o denominado CME-Potência como referência.

38. Sobre esse tema, é relevante a contextualização, ainda que bastante sintética, que passo a fazer.

39. Por longo período, a comercialização exclusivamente de energia elétrica mostrou-se suficiente para garantir o suprimento nacional. Ocorre que, por múltiplos fatores, como a entrada no sistema de significativa quantidade de fontes intermitentes de geração, notadamente eólica e solar, fatores climáticos e inconsistência nos modelos e premissas do próprio setor, o risco de falta de atendimento da demanda em horários de pico tem sido cada vez significativo. Ou seja, apesar de o chamado “balanço de energia” estar equilibrado (demanda de energia equivalente à oferta), verificam-se riscos no “balanço de potência” em momentos de maior demanda de energia.

40. Os ajustes para essas necessidades de potência vêm sendo feitos por meio dos denominados “despachos fora da ordem de mérito” e da contratação de energia, já que é o único produto comercializável até então. Isto é, mesmo que não haja demanda de energia, há demanda por potência em determinados horários. Como não é possível contratar apenas a potência, comercializa-se energia para “obter”, no pico, a respectiva potência associada. Trata-se, portanto, de nítida ineficiência na alocação de custos no setor. Daí à importância da respectiva modernização frente a um novo contexto setorial.

41. O mencionado leilão de reserva de capacidade sob a forma de potência teve o objetivo, portanto, de contratar uma **expansão** da potência despachável pelo ONS no montante necessário para o atendimento da carga em horários de pico da demanda e, assim, equilibrar o “balanço de potência” e garantir o suprimento. Ao deixar de contratar a energia elétrica associada àquela potência, obtém-se uma otimização dos custos para todos os consumidores (livres e cativos).

42. É importante destacar, então, o objetivo da contratação exclusivamente da potência: **expandir** a capacidade de geração que o ONS pode despachar para fins de atendimento da demanda de energia em horários de pico, **com otimização de custos para os consumidores**.

43. É por essa razão que a Portaria – MME 20/2021, que regulamentou o primeiro leilão de reserva de capacidade sob a forma de potência, restringiu a participação apenas para unidades geradoras que não tinham suas respectivas potências disponíveis para despachos do ONS (sem contratos de comercialização de energia) ou novas usinas. Trata-se, pois, de **expansão** da capacidade de geração disponível para efetivo despacho do ONS no pico.

44. Além disso, a referida portaria limitou a participação no leilão apenas para usinas termelétricas – UTEs. A razão disso decorre da característica típica que essas unidades geradoras possuem em relação às demais: geração flexível de energia acionada sempre que necessário. Isto é, podem ser prontamente acionadas pelo ONS para o atendimento da demanda. Esse atributo traz maior garantia ao efetivo atendimento em horários de pico.

45. Sendo assim, a participação das UHEs existentes, como as aqui analisadas, em leilões de reserva de capacidade sob a forma de potência somente seria viável em caso de **expansão** das respectivas capacidades instalada ou eventualmente na hipótese de elas ficarem totalmente sem contrato de compra e venda de energia elétrica.

46. Sobre a possibilidade de expansão de potência instalada, deve-se destacar que esse incremento de capacidade pode não se refletir, necessariamente, em aumento relevante de garantia física (quantidade de energia passível de comercialização) nem em aumento de potência despachável em horários de pico (quantidade de potência passível de comercialização em leilões de reserva de capacidade). Na verdade, não há atualmente estudos seguros e conclusivos acerca da metodologia que poderia ser utilizada para quantificar o incremento de potência disponível em horário de pico. Em suma, no atual contexto das UHEs, não há razoável segurança de que eventual ampliação traga efetiva contribuição de potência em momentos de pico.

47. Nessas condições, então, o investimento adicional em aumento de capacidade instalada pode se mostrar viável sob o ponto de vista técnico e ambiental, mas inviável sob os aspectos jurídico e econômico-financeiro. No que tange as 22 usinas ora em exame, não há informações mínimas acerca da viabilidade de expansão de suas potências instaladas. Na verdade, na linha do abordado pela SeinfraElétrica, o atual cenário setorial é de superavaliação da garantia física do sistema, de sorte que que investimentos para ampliação de potência das usinas muitas vezes têm sido implementados para dar maior segurança aos geradores acerca do efetivo atendimento de seus lastros de energia.

48. Por outro lado, poder-se-ia ainda argumentar que, mesmo que incerto, há possibilidade de incremento de receitas da Eletrobras com a eventual expansão de sua capacidade e que isso poderia ser modelado para fins de quantificação do VAC. Abordarei esse tema, porém, ao tratar neste voto da questão associada à modernização e repotenciação dos empreendimentos, no capítulo seguinte.

49. Como mencionei, apenas por hipótese, pois não há qualquer garantia de que isso possa ser efetivado, a segunda possibilidade de participação das 22 UHEs em eventual leilão de reserva de capacidade sob a forma de potência seria no caso de total desconstrução de venda de energia por parte dessas usinas. Porém, ainda que se considere racional esse tipo de medida por parte da Eletrobras para fins de participação no mencionado tipo de leilão ou mesmo ainda que se anteveja mercado para a potência existente em outros modelos, não é racional imaginar que esse possível mercado iria apenas agregar receitas ao gerador, sem impactar a atual comercialização de energia.

50. Como mencionei, o preço da energia atual contempla todos os custos associados ao empreendimento, pois trata-se do único produto passível de comercialização. Ao ser desenvolvido um mercado de potência, os custos do gerador poderão ser alocados no preço de dois produtos. Como o mercado de energia e eventual mercado de potência, seja no ambiente de contratação livre ou no ambiente regulado, é **concorrencial, não é racional supor que a Eletrobras irá alocar seus custos igualmente nos dois produtos, comercializando potência e ainda mantendo o atual preço na venda da energia associada.** Certamente um competidor eficiente e racional, como há vários no setor, ofertaria potência ou energia muito mais barata.

51. Em suma, não se espera que o futuro mercado de potência agregue novos custos aos consumidores. Ao contrário, a sua constituição visa trazer eficiência na alocação dos recursos, com impacto favorável aos consumidores. Caberá aos investidores alocarem seus próprios custos de forma eficiente em cada um dos produtos para que viabilizem sua participação no mercado competitivo.

52. Por fim, é importante notar que, apesar de essas outorgas não passarem pelo crivo de uma licitação, as ações da Eletrobras, cujo preço é impactado por esses ativos, serão comercializadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Assim, é razoável considerar que eventuais oportunidades de valor adicional não captado pelos atuais estudos poderão impactar em valorização daquelas ações, em benefício do capital social a ser aumentado na empresa. Cabendo lembrar, também, que a União seguirá acionista da companhia e, portanto, se beneficiará de seus resultados, caso eles ocorram.

53. Dessa forma, levando-se em conta todas as incertezas acerca do possível novo mercado de potência, considerando a total insegurança para adoção de eventuais premissas totalmente incertas para modelar eventual possível novo mercado e, sobretudo, dado a lógica de mercado concorrência e preços

no setor, reforço minha posição em considerar adequada as premissas adotadas pelo CNPE para o cálculo do VAC.

54. O Ministro Aroldo Cedraz, entretanto, apresenta proposta para que o Tribunal recomende ao MME que avalie a conveniência e oportunidade de endereçar essa questão seja na modelagem econômico-financeira em exame ou por meio de cláusula contratual que trata do tema.

55. Em que pese as considerações que fiz, não vejo obstáculos à proposta apresentada pelo Relator, levando-se em conta, adicionalmente, as considerações apresentadas ao Pleno pelo Ministro Benjamin Zymler.

56. Reforço apenas que eventual determinação oriunda deste Tribunal no mesmo sentido carregaria substancial insegurança jurídica aos contratos, em razão não apenas da grande incerteza acerca do próprio mercado de potência e seus reflexos no mercado de energia, mas também em decorrência da elevada subjetividade que essa cláusula pode ter em relação às possíveis premissas a serem adotadas em nova modelagem econômico-financeira.

57. Como destaquei, o futuro mercado de potência afetará o setor como um todo, de sorte que todos os agentes, inclusive geradores hidráulicos com contratos de concessão celebrados recentemente, serão afetados, positiva ou negativamente. Ademais, a ampla participação desses agentes no referido mercado será determinante para a otimização dos custos setoriais em prol da eficiência tarifária. Dessa forma, será fundamental que haja incentivos econômicos e jurídicos para que esse mercado se desenvolva de forma sólida.

58. Portanto, todos os riscos decorrentes de eventual determinação por parte do Tribunal comparados aos significativos benefícios associados a efetiva e segura avaliação do Poder Concedente quanto à busca da participação dos agentes no futuro mercado de potência em prol da otimização de custos no setor reforçam minha posição na linha sugerida pelo Relator.

#### IV - Repotenciação e Modernização

59. Ainda acerca do potencial de geração das UHEs em tela, a SeinfraElétrica destacou eventuais benefícios advindos de repotenciação e modernizações das usinas, apontando como referência estudos da EPE.

60. Dessa forma, a unidade instrutora propôs recomendar ao MME que avalie a oportunidade e a conveniência de se incluir no instrumento contratual de outorga das usinas cláusula que estabeleça a realização de estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário.

61. O MPTCU, por sua vez, opinou para que seja determinada a inclusão de cláusula contratual que obrigue a concessionária a contratar estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos das 22 UHEs em exame.

62. O Relator, na linha do proposto pela unidade técnica e da Declaração de Voto do Ministro Benjamin Zymler, votou para que o Tribunal recomende a inclusão, *“no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras a que se refere o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021, cláusula que estabeleça como obrigatória a realização de estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, fazendo constar da referida cláusula os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário”* (item 9.2.1 da proposta de acórdão do Relator).

63. Inicialmente, quando fiz chegar ao Relator minhas considerações acerca da matéria, considerei inadequado o referido encaminhamento, especialmente em razão da potencial redução do



VAC em cerca de R\$ 727 milhões (referente ao custo dos estudos correspondentes) sem que haja elementos mínimos acerca da viabilidade econômico-financeira das ações de repotenciação e modernizações das usinas.

64. Na ocasião, argumentei que, no atual modelo setorial, os investimentos voltados ao incremento de potência nas UHEs partem da demanda do próprio investidor, que, ao vislumbrar a viabilidade econômico-financeira, propõe ao Poder Concedente a realização dos investimentos necessários. Nesse cenário, o próprio investidor arca com os custos dos estudos.

65. Todo caso, ainda que eventual aumento de capacidade de uma usina se mostre tecnicamente, juridicamente e ambientalmente viável e mesmo que traga benefício para todo o sistema, o gerador não é obrigado a investir, caso não vislumbre viabilidade econômico-financeira.

66. Em reuniões com representante da Eletrobras, inclusive, me foi relatada a conclusão de estudos da estatal que demonstraram a inviabilidade econômica de eventual investimento em aumento de potência na UHE de Tucuruí. Segundo informado, a venda de energia associada ao incremento de sua garantia física não viabilizaria os investimentos necessários. Conforme me relatou a SeinfraElétrica, nessa mesma conclusão chegou a Companhia Energética de São Paulo – CESP ao estudar eventual aumento da capacidade da Usina Porto Primavera.

67. Sob a ótica do Poder Público, então, restaria não apenas obrigar o investidor a realizar estudos de viabilidade de ampliação de capacidade de suas usinas, mas, sobretudo, criar políticas que viabilizem esses investimentos, caso configurado benefícios para todo o sistema.

68. Nesse sentido, a criação de um mercado de potência pode ser um caminho, a depender, conforme destaquei no tópico anterior deste voto, do benefício que eventual potência incremental possa gerar para o sistema.

69. Sobre esse tema, contudo, o CNPE editou a Resolução 30/2021, em que, na linha da proposta do Relator, dispõe:

*“Art. 3º-A O concessionário se obrigará, sob pena de caducidade da concessão, a realizar as seguintes atividades para as UHEs do Anexo I:*

*I - desenvolver e apresentar à Aneel, no prazo de trinta e seis meses da data de assinatura do Contrato de Concessão, os Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica, incluindo os aspectos ambientais pertinentes, para identificação do Aproveitamento Ótimo, com avaliação dos custos e benefícios sistêmicos de investimentos na modernização, repotenciação e hibridização de usinas concedidas à Eletrobras constantes do Anexo I, considerando as estruturas civis existentes, conforme instruções a serem definidas pela Aneel, cabendo ao Ministério de Minas e Energia estabelecer as diretrizes para a sua regulamentação; e*

*II - implantar o Aproveitamento Ótimo, caso seja economicamente viável, em até cento e trinta e dois meses da assinatura do Contrato de Concessão.*

*Parágrafo único. Os novos contratos de concessão, de que trata o caput do art. 2º, deverão conter cláusula no que tange à obrigação de que trata o caput.”*

70. Resta, portanto, superada a divergência que havia apresentado ao Relator.

71. Devo, porém, apresentar breve consideração sobre eventual alegação de que, sendo economicamente viável a realização de investimentos em aumento de capacidade nessas usinas, caberia ao Poder Concedente captar parcela do respectivo benefício econômico. Pode-se alegar que isso poderia se dar por meio de uma espécie de percentual sobre receita definido *ex ante*, por exemplo, do fluxo de caixa marginal para esses investimentos. Em tese, até poderiam ser efetuadas essas análises no âmbito deste processo de concessão de novas outorgas e eventualmente ampliar aqui o VAC calculado.

72. Contudo, a inclusão daquelas avaliações no âmbito deste processo mostra-se impossível, levando-se em conta a completa ausência de estudos mínimos que possam servir, com razoável segurança, como premissas para uma modelagem financeira.

73. Na verdade, não é por mera desídia que as discussões setoriais acerca de ampliação de capacidade existente de geração hidrelétrica remontam a muitos anos, inclusive acompanhadas por este Tribunal em fiscalizações sob a relatoria, em especial, do Ministro Augusto Sherman. São múltiplos os fatores e requisitos a serem considerados nos estudos correspondentes, englobando aspectos sociais, ambientais, técnicos, premissas e modelos matemáticos utilizados no setor para cálculos de operação e expansão, além de fatores jurídicos. Tudo isso associado a estudos relacionados à modernização setorial, como, por exemplo, a criação do mercado de potência.

74. Acertada, portanto, a providência proposta pelo Relator e acatada pelo CNPE em prever nos contratos das novas outorgas ora examinadas, no mínimo, a obrigação da realização dos estudos de viabilidade, inclusive, sem abatimento do respectivo custo no VAC.

75. Por outro lado, a eventual definição *ex ante* de outorga sobre o benefício financeiro decorrente de incertas ampliações de capacidade ou mesmo a elaboração de fluxo de caixa marginal para fixação de outorga baseada nesses investimentos adicionais, apesar de serem medidas comuns em setores como o rodoviário e petrolífero, por exemplo, seriam providências totalmente dissociadas do atual modelo setorial.

76. Como já mencionei, a ampliação da otimização dos aproveitamentos hídricos por parte dos investidores parte de uma visão de mercado, baseada em incentivos comerciais e políticas setoriais. Assim tem sido em todas as prorrogações e renovações de concessões de UHEs, inclusive essas em exame, cujos contratos foram renovados, lembre-se, por força da Medida Provisória 579/2012, sem qualquer valor de outorga decorrente de possíveis novos investimentos.

77. A súbita alteração do atual modelo, portanto, sem lastro em avaliações mais verticalizadas, tem grande potencial de inviabilizar novos investimentos e gerar insegurança jurídica no setor, situações que, aliás, notoriamente ocorrerem com a edição da referida Medida Provisória. Ademais, o impacto dessa alteração atingiria apenas um agente setorial, a Eletrobras no caso, o que não se mostra razoável.

78. Todo caso, mais uma vez, é importante ressaltar que as ações da Eletrobras, cujo preço é impactado por esses ativos, serão comercializadas em bolsas de valores no Brasil e no exterior. Assim, eventuais oportunidades de valor adicional não captado pelos atuais estudos poderão impactar em valorização daquelas ações, em benefício do capital social a ser aumentado na empresa, que possui e continuará possuindo a União como acionista.

#### **V - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**

79. Conforme já destacado, de acordo o art. 4º, inciso I e §2º, da Lei 14.812/2021, 50% do VAC devem ser destinados à CDE para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

80. O referido aporte na CDE visa mitigar o impacto tarifário gerado no ACR em decorrência da alteração do atual regime de cotas dos contratos de concessão de boa parte das UHEs em exame, previsto na Lei 12.783/2013, para o regime de produtor independente de energia, definido no art. 11 da Lei 9.074/1995.

81. Nesse sentido, o CNPE definiu cronograma para a referida alteração de regime, na proporção de 20% por ano entre 2023 e 2027. Ademais, o Conselho fixou os montantes anuais de aportes na CDE. Previu-se que, até trinta dias da assinatura dos novos contratos de concessão, a

Eletrobras terá que aportar R\$ 5 bilhões na mencionada conta. Isto é, já em 2022 fixou-se aporte de aproximadamente 32% do valor total dos aportes.

82. A SeinfraElétrica ressaltou que o referido aporte em 2022 tem origem em demanda da Aneel com o objetivo de reduzir a pressão tarifária causada pela crise hídrica vivenciada ao longo de 2020 e 2021 pelas significativas variações no câmbio e no Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M. De acordo com as estimativas do órgão regulador, o aporte inicial gera potencial redução média nas tarifas em 2022 da ordem de 2,45%.

83. Ao analisar as premissas utilizado pela Aneel e pelo MME para estimar os impactos tarifários decorrentes da mudança de regimento das UHEs e a mitigação decorrente dos referidos aportes na CDE, a unidade instrutora as considerou razoáveis.

84. O MPTCU, contudo, opinou pela ilegalidade do mencionado aporte em 2022. Para o órgão ministerial, o §2º do art. 4º da Lei 14.182/2021 determina taxativamente que a quota da CDE deve ser distribuída de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração do potencial hídrico. Isto é, os aportes anuais na CDE deveriam seguir a mesma proporção anual da mudança de regime.

85. O Relator, acompanhando a unidade técnica, destacou em seu voto que o MME, a partir de informações da Aneel, demonstrou que o consumidor se beneficiará com o adiantamento de R\$ 5 bilhões questionado pelo MPTCU, não havendo maiores benefícios caso houvesse plena paridade entre a descotização anual e os respectivos aportes na CDE.

86. O Ministro Benjamin Zymler, em sua Declaração de Voto, assim concluiu:

*“25. Logo, a partir de uma leitura mais atenta do referido dispositivo legal [art. 4º, §2º, da Lei 14.182/2021], verifico que não se trata de eventual necessidade paridade entre a proporção de descotização global anual e a correspondente proporção de pagamentos pela Eletrobras à CDE, de modo que, ante os elementos constante dos autos até o momento, não vislumbro irregularidades no cronograma definido pelo CNPE. Assim sendo, voto por que não seja expedida a determinação constante do subitem 9.4 da minuta do acórdão do relator, transcrito acima.”*

87. Concordo com o Relator e com a conclusão a que chegou o Ministro Benjamin Zymler.

88. Primeiramente, cabe ressaltar que o § 2º do art. 4º da Lei 14.182/2021 tratou da necessidade de alocação dos recursos aportados na CDE entre as distribuidoras de energia elétrica ser proporcional aos respectivos montantes de energia descontratados em razão da alteração de regime. Isto é, as distribuidoras com maior quantidade de energia “descotizada” devem receber proporcionalmente maior volume de recursos oriundos da CDE, com o objetivo de mitigar o correspondente impacto tarifário. Não se trata, portanto, de paridade entre a proporção de descotização global anual e a correspondente proporção de pagamentos pela Eletrobras à CDE.

89. Um segundo aspecto a ser destacado está relacionado à constatação da SeinfraElétrica de que *“o impacto tarifário resultante da descotização tende a ser neutro, haja vista, principalmente, a pouca representatividade da energia oriunda de usinas cotistas da Eletrobras no portfólio das distribuidoras (cerca de 15%), de modo que, exclusivamente no presente caso, a tarifa média brasileira é pouco sensível às incertezas associadas ao risco hidrológico, preço de recompra e percentual de recompra”*.

90. Sendo assim, os cronogramas de descotização e a antecipação de aportes na CDE já em 2022 mostra-se não apenas legal, mas tecnicamente justificado diante do relevante benefício tarifário para os consumidores, estimado em cerca de 2,45%. Mais ainda, as razões apresentadas e as análises efetuadas pela SeinfraElétrica afastaram eventual hipótese de efeito rebote nas tarifas decorrente dos referidos cronogramas.

91. Esses elementos compuseram a motivação apresentada pelo MME e CNPE para a decisão, amparada no art. 4º, inciso I, da Lei 14.182/2021, em estipular o aporte de R\$ 5 bilhões na CDE. De mesma forma, aqueles órgãos já se manifestaram nos autos acerca das razões pelas quais definiram o cronograma de descotização das usinas nos termos estabelecidos pela Resolução – CNPE 15/2021.

## VI - Reavaliação das Garantias Físicas

92. Outro aspecto relevante apontado pela SeinfraElétrica diz respeito à reavaliação das garantias físicas das UHEs em exame. Foi verificado que a EPE efetuou atualização de alguns parâmetros que impactaram aquelas garantias. Porém, outras variáveis, sob a responsabilidade da Agência Nacional das Águas – ANA, não foram atualizadas a tempo, quais sejam: (i) série de vazões dos empreendimentos; (ii) usos consuntivos da água; e (iii) parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação – CVAR.

93. Conforme destacado pela unidade técnica, a superavaliação das garantias físicas do sistema é uma hipótese bastante discutida no setor elétrico, cujas consequências estão associadas ao aumento indevido da capacidade produtiva de energia e gera erros na previsão de geração e de necessidade de expansão do parque gerador. Ademais, a superestimativa afeta diretamente as UHEs, pois provoca uma produção média inferior ao esperado e conseqüentemente eleva a necessidade de compra de energia no mercado de curso prazo, o que, por sua vez, aumenta o risco dos geradores hidráulicos.

94. A SeinfraElétrica, portanto, destacou que, *“a despeito dos riscos mencionados, o processo de recálculo de garantias físicas envolve atividades que fogem ao escopo do presente trabalho e que poderiam demandar um prazo incompatível com o cronograma de privatização da Eletrobras, motivo pelo qual se entende pela inviabilidade de providências relacionadas ao assunto”*.

95. O MPTCU, porém, opinou por recomendar ao MME e à EPE que complementem as atualizações das garantias físicas, passando a considerar valores atualizados para os parâmetros afetos a vazões dos empreendimentos, aos usos consultivos da água e ao CVAR.

96. Sobre o tema, o Relator votou por recomendar ao MME que *“complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021”* (item 9.2.2 da proposta de acórdão do Relator).

97. O Ministro Benjamin Zymler apresentou Declaração de Voto em que, em suma, acompanha as conclusões da SeinfraElétrica e propõe não expedir a recomendação ou, *“ao menos, que haja ajuste nas redações de tais recomendações para que não sirvam de impedimento para o prosseguimento da desestatização”*.

98. Verifico que a recomendação proposta pelo Relator está alinhada à manifestação do Ministro Benjamin Zymler, com a qual concordo integralmente.

99. A atualização dos referidos parâmetros demanda ações por parte da ANA cujo cronograma não se mostra compatível com o da presente desestatização. Ademais, após a conclusão dos trabalhos a cargo da referida agência, os órgãos do setor elétrico necessitarão avaliar os impactos decorrentes nos contratos de concessão vigentes e, conseqüentemente, no mercado de energia elétrica.

100. Devo ressaltar que a atualização desses parâmetros para fins de revisão de garantias físicas não é tarefa simples. No Tribunal, há muito esse tema é objeto de fiscalização e, sob a relatoria do Ministro Augusto Sherman, foi proferido o Acórdão 1.171/2014 -Plenário, cujo item 9.3.1 assim dispôs:

“9.3. *determinar ao Ministério de Minas e Energia - MME que:*

9.3.1. *apresente ao TCU, no prazo de sessenta dias, plano de ação, acompanhado de cronograma, para a elaboração de estudos que subsidiem a revisão ordinária das garantias físicas das usinas integrantes do sistema elétrico brasileiro, cujo prazo dos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014, nos termos da Portaria MME 303/2004 c/c art. 2º, § 2º, e art. 4º, § 1º, do Decreto 5.163/2004 e Anexo 1, art. 1º, parágrafo único, do Decreto 7.798/2012;”*

101. Dessa forma, considero que a revisão das garantias físicas da UHEs em exame pode ser efetivada no contexto da ampla revisão a ser efetuada no âmbito de todos os geradores hidráulicos.

102. Ademais, cabe o registro de que resta evidente nos autos, a partir das manifestações do Poder Concedente em resposta a diligências efetuadas pela SeinfraElétrica, que já foi efetuada a análise da conveniência e da oportunidade em proceder a outorgar em exame antes de efetivar a ampla revisão das garantias físicas das usinas em tela.

103. Todo caso, não vejo prejuízo em ser expedida a recomendação proposta pelo Relator.

## VII - Estudos a serem efetuados pelo MME

104. O Relator rememorou suas críticas efetuadas no âmbito do TC 016.060/2017-2 (Acórdão 1.598/2017 – Plenário) relacionadas à opção do Poder Concedente por aumentar a arrecadação do Tesouro Nacional em um ano por meio do uso de outorgas de concessão de serviços públicos, sem analisar os impactos negativos para todos os usuários.

105. Nestes autos, o Relator tece novas críticas à destinação ao Tesouro Nacional da parcela do VAC relacionada ao bônus de assinatura dos novos contratos, quando, na sua opinião, “*o redirecionamento desses bilhões de reais ao próprio setor por certo resultaria em melhoria dos serviços prestados e/ou em redução da tarifa cobrada dos usuários*”.

106. Nesse sentido, no voto apresentado pelo Relator na Sessão de 8/12/2021, Sua Excelência propôs que o Tribunal determinasse ao MME a apresentação de estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre em decorrência do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021.

107. Ao divergir dessa proposta, ponderei ao Relator que, no âmbito do TC 016.060/2017-2, o Tribunal apreciou os estudos de viabilidade técnica, econômico e financeira para a outorga das UHEs de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande. A legislação de regência do certame foi a Lei 12.783/2013, que, no art. 8º, §6º, estabeleceu que a licitação poderia adotar os critérios estabelecidos no art. 15, incisos I e II, da Lei 8.987/1995, **ou a combinação deles, quais sejam: menor tarifa ou maior valor de outorga.**

108. Assim, o MME, por meio da Portaria 133/2017, definiu o **maior valor de bonificação pela outorga como o critério de julgamento das propostas**. O CNPE, por meio da Resolução 12/2017, fixou, então, valores mínimos de outorga das quatro usinas. Ademais, o referido Conselho estabeleceu que **70% da garantia física dessas UHEs seriam destinados ao Ambiente de Contratação Regulada – ACR com preço de referência estabelecido em 142,70 R\$/MWh.**

109. Nesse contexto, e considerando a modelagem econômico-financeira estabelecida pelo Poder Concedente, a escolha pelo critério adotado tinha um custo de oportunidade associado a outras alternativas juridicamente viáveis com impactos diretos nas tarifas de energia elétrica.

110. No caso ora em exame, conforme já mencionei, a Lei 14.182/2021 estabeleceu o regime de produção independente de energia para a exploração das UHEs, não havendo, portanto, fixação de tarifas pelo Poder Concedente.



111. Ademais, a referida legislação de regência das outorgas tratadas nestes autos, em seu art. 4º, incisos I e II, estabeleceu taxativamente a destinação do VAC:

**“Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:**

**I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;**

**II - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos das seguintes parcelas.”**  
(destaquei)

112. Resta evidente, portanto, que a destinação do valor dos contratos em tela foi estabelecida diretamente pelo Poder Legislativo, não restando, assim, discricionariedade ao Poder Executivo.

113. Nessa mesma linha argumentou o Ministro Benjamin Zymler em sua Declaração de Voto proferida na sessão do dia 15/12/2021.

114. A partir dessas ponderações, o Relator assim registrou em seu voto:

*“140. Tenho plena consciência de que o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021 não deixa margem de discricionariedade ao Poder Concedente em relação à destinação do valor adicionado aos contratos que se pretende firmar no bojo da desestatização da Eletrobras.*

*141. Mas isso não me impede de, na condição de membro integrante deste Tribunal de Contas da União, zeloso pela boa e regular aplicação dos recursos públicos federais, me preocupe em buscar informações que permitam aos consumidores e à sociedade brasileira como um todo avaliar os efeitos da opção da Lei 14.182/2021 em destinar à captação de bonificação de outorga, conforme dito acima, boa parte do valor que será acrescido ao ativo da Eletrobras com a reconstrução de vinte e duas de suas usinas hidrelétricas.*

*142. Nessas circunstâncias, em respeito ao princípio da transparência – ao qual se submete especialmente o Poder Público –, reputo pertinente que este Tribunal de Contas, mantendo a linha de atuação consignada no Acórdão 1.598/2017-TCU-Plenário, expeça neste TC 008.845/2018-2 determinação ao MME com vistas à elaboração de estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre em decorrência do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021.*

*143. Esclareço, de antemão, em especial aos nobres Ministros Benjamin Zymler e Jorge Oliveira – que me enviaram contribuições sobre esse assunto –, que a determinação ora sugerida tem como finalidade única permitir que a sociedade e os consumidores venham a tomar ciência dos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo decorrentes do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021, **não havendo qualquer pretensão de usar essas informações como obstáculo à desestatização objeto destes autos.**”*  
(destaquei)

115. Em sua minuta de Acórdão, o Relator incluiu o seguinte dispositivo:

**“9.1. autorizar o Conselho Nacional de Política Energética e o Ministério de Minas e Energia a dar prosseguimento às medidas necessárias à futura celebração dos novos contratos de outorga em exame, condicionando a celebração desses contratos à manifestação conclusiva deste Tribunal, ante a apresentação, no prazo de 30 (trinta) dias contados da ciência deste acórdão,**

*de estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre, de modo que a sociedade e os consumidores possam ter ciência desses impactos, em decorrência:*

*9.1.1. do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021;*

*9.1.2. das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º da Lei 14.182/2021;*

*9.1.3. da edição da Medida Provisória 1.078, de 13/12/2021;” (destaquei)*

116. O então Ministro Raimundo Carreiro proferiu Declaração de Voto em que destacou:

*“Entretanto, vejo que o peso de uma determinação (9.1) da proposta de acórdão dificulta para o gestor a tomada de decisão e traz insegurança jurídica para a realização do leilão.*

*Explico: os estudos que o relator determina que sejam feitos serão examinados pelo TCU e só posteriormente à manifestação do TCU sobre esses estudos é que o gestor vai dar continuidade ao processo de desestatização.”*

117. Nessa linha, o Ministro Raimundo Carreiro votou para que o Tribunal proferisse recomendação ao MME para que houvesse ampla divulgação de estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre em decorrência do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182/2021, de modo que a sociedade e os consumidores possam ter ciência desses impactos.

118. Nesta sessão, o Relator apresenta minuta de acórdão cujo item 9.2 apresenta redação clara e alinhada aos objetivos da proposta apresentada pelo então Ministro Raimundo Carreiro no sentido de que os estudos e motivações a serem apresentados pelo MME e CNPE não são obstáculos ao seguimento do processo de desestatização.

119. Sendo assim, apesar de verificar que esses órgãos já apresentaram esses estudos e motivações, não vejo prejuízo na proposta apresentada pelo Relator, ainda que por outros fundamentos.

## **VIII - Taxas de Desconto e Hedge**

120. O Ministro Vital do Rego trouxe ainda relevantíssimas análises técnicas acerca da metodologia adotada pelo MME para a definição de variáveis que foram utilizadas na modelagem econômico-financeiras das outorgas em exame.

121. Ao divergir das conclusões a que chegou a SeinfraElétrica, o Revisor apontou erros nas escolhas das taxas de desconto utilizadas no fluxo de caixa do modelo e das taxas anuais referentes ao *hedge* de risco hidrológico. Essas avaliações demonstram não apenas as virtudes de um órgão colegiado, em que múltiplas perspectivas são levadas em conta na maturação de suas decisões, mas, objetivamente, trazem importantes insumos para melhorias de processos no âmbito do MME.

122. Porém, considero que as motivações apresentadas pelo MME que fundamentaram suas escolhas técnicas foram suficiente e adequadamente apreciadas pela unidade técnica deste Tribunal e reproduzidas no relatório elaborado pelo Relator.

123. No caso do *hedge* do risco hidrológico, em apertada síntese, a proposta do Revisor em utilizar taxa fixa para o denominado GSF não se mostraria coerente com a metodologia adotada pelo MME em utilizar uma curva de preços da energia ao longo do tempo.

124. Quanto à taxa de desconto adotada, a escolha do MME, pelo que consta dos autos, se justifica em razão de outros riscos que não o estritamente hidrológico, como, por exemplo:

diversificação das fontes de geração de energia, ampliando a competitividade; redução histórica na capacidade de regularização dos reservatórios; mudanças hidrológicas vivenciadas no país.

125. Dessa forma, como destaquei, apesar de relevantes as análises do Revisor, entendo que as escolhas técnicas do MME estão adequadamente motivadas, conforme concluiu a SeinfraElétrica e o Relator, além do Ministro Benjamin Zymler em sua declaração de voto.

### **IX - Conclusão**

Renovando meus cumprimentos ao Relator, ao Revisor, à SeinfraElétrica e ao MPTCU pelo relevante trabalho desempenhado nesta fase processual, bem como minhas escusas pelas divergências apresentadas, VOTO por que o Tribunal adote como acórdão a minuta apresentada pelo Relator.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

**JORGE OLIVEIRA**  
Ministro

## VOTO COMPLEMENTAR

Em respeito ao tempo de todos, e considerando que os aspectos técnicos já foram suficientemente debatidos pelos meus pares, informo que farei apenas abordagem resumida daqueles que considero os principais pontos de meu voto.

2. Agradeço desde já aos Ministros que me antecederam pelas valiosas considerações que fizeram sobre o tema, as quais por certo contribuirão para o aperfeiçoamento da decisão que vier a ser tomada pelo Tribunal de Contas da União.

3. Registro, desde já, minha intenção e expectativa de que o Acórdão a ser proferido ao final da sessão de hoje traga efeitos positivos em prol do desenvolvimento de nosso país e da necessária proteção aos consumidores de energia elétrica, cujo barbante roído infelizmente é sempre o primeiro a arrebentar diante de qualquer elemento que afete o equilíbrio do setor.

\*\*\*

4. Início, portanto, pela questão atinente ao referencial de preços da energia elétrica de longo prazo utilizado para determinação do valor da Eletrobras, mais especificamente quanto à desconsideração da componente de potência e da expectativa de receita futura por meio da venda de lastro de capacidade.

5. Conforme consignei em meu voto de 15 de dezembro último e destacou o eminente revisor, trata-se de tema sensível, tendo em vista a possibilidade de que essa reserva de capacidade das usinas abrangidas pela Lei 14.182/2021 venha a proporcionar ganhos extraordinários àquela empresa, após a desestatização.

6. Compartilho, portanto, da preocupação do Ministro Vital do Rêgo no que tange à possível subavaliação do valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos às usinas hidrelétricas concedidas.

7. No voto que apresentei nessa assentada, destaquei que, posteriormente à referida Sessão Extraordinária, alguns fatos relevantes que chegaram a meu conhecimento me levaram a novamente me debruçar sobre a questão da precificação da potência, permitindo-me vislumbrar encaminhamento distinto nessa ocasião.

8. Nesse novo cenário, proponho a expedição de recomendação ao MME para que avalie a conveniência e a oportunidade de se incorporar ao VAC as projeções de receitas auferíveis com a componente de reserva de capacidade, na forma de potência, dessas usinas.

9. Reconheço, contudo, haver dificuldades para que a componente em comento possa, de imediato, ser precificada com base em dados tão insipientes, pois, na linha do que argumentou o eminente Ministro Benjamin Zymler, diante das inúmeras variáveis envolvidas, somente após algum conhecimento prático desse mercado será possível estimar valores com margem aceitável de confiabilidade e precisão.

10. Assim, considerando a hipótese de não se mostrar viável implementar a recomendação anterior, apresento como solução alternativa recomendação voltada à inclusão, nos mencionados novos contratos de concessão, de cláusula que condicione expressamente a comercialização da componente de reserva de capacidade na forma de potência à celebração de aditivos contratuais a serem previamente negociados com o Poder Concedente, nos quais esteja devidamente prevista e quantificada a remuneração da União por esse aditamento.

11. Ao ilustre revisor, portanto, embora compartilhe de suas preocupações acerca do tema, peço escusas para defender esse novo posicionamento, divergindo, *data maxima venia*, quanto ao encaminhamento que sugere Sua Excelência.

\*\*\*

12. Quanto às demais proposições complementares apresentadas pelo Ministro Vital do Rêgo, deixo de acolhê-las pelos fundamentos já expostos nessa assentada por meus ilustres pares, com destaque para a adequabilidade do fator de risco hidrológico e da taxa de desconto utilizados no cálculo do VAC.

13. No que se refere ao risco hidrológico, entendo que a crise recentemente eclodida em nosso país, e ainda não superada por completo, justifica a adoção de critério não probabilístico para estimativa desse fator de risco, nos termos adotados pelo Poder Concedente.

14. No caso da taxa de desconto, entendo que as modificações relevantes pelas quais a matriz energética brasileira vem passando, a exemplo do constante incremento na participação de outras fontes renováveis, como a eólica e a solar, corroboram a razoabilidade global da taxa de desconto adotada pelo Ministério de Minas e Energia, e validada pela área técnica deste Tribunal.

15. Ressalto, outrossim, que a taxa ora adotada se encontra em total consonância com estudos do renomado professor Aswath Damodaran, especialista em finanças e avaliação de empresas. Segundo tais estudos, a taxa de desconto de 7,31%, proposta já se encontra abaixo do que seria o custo efetivo do capital (WACC) para investimentos no setor de energia em mercados e economias considerados emergentes, como é o caso do Brasil, o que demonstra não serem necessárias correções sobre essa variável.

\*\*\*

16. Como último ponto de destaque, trago breve consideração sobre a determinação que proponho para realização de estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica, em decorrência do bônus de outorga.

17. A esse respeito, entendo necessário apenas ressaltar que minha proposta visa tão somente dar transparência às possíveis consequências do processo de desestatização da Eletrobras para os consumidores, sem que isso implique qualquer obstáculo ou mesmo atraso ao prosseguimento do processo em questão. Nesse sentido, entendo que a



manutenção da determinação nos termos propostos seja a alternativa que melhor atende à missão institucional desta Corte, cuja finalidade última é o benefício da sociedade.

\*\*\*

18. Por fim, registro minha concordância com as manifestações dos Ministros Vital do Rêgo e Benjamin Zymler, no que se refere aos questionamentos sobre a aparente inadequação da decisão de proceder à desestatização da Eletrobras nesse momento, pelos motivos já expostos tanto por Suas Excelências quanto por este relator no voto que ora complemento.

19. Entretanto, não cabe a esta Corte questionar as decisões políticas do Governo Federal e do Congresso Nacional, motivo pelo qual a proposta que trago limita-se a determinar ou recomendar as correções e demais providências necessárias ao prosseguimento do processo em conformidade com as normas aplicáveis.

Ante o exposto, VOTO por que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto à apreciação deste Colegiado, cujo teor foi previamente distribuído a Vossas Excelências.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

AROLDO CEDRAZ  
Relator

## VOTO COMPLEMENTAR

Após apresentar meu voto, o Excelentíssimo Ministro Jorge Oliveira disponibilizou declaração de voto sobre mercado de capacidade.

2. Passo, então, a expor alguns argumentos com o intuito de esclarecer pontos apresentados acerca de estimativa de preço de energia no longo prazo.

3. Repiso que os requisitos para operação ótima do Sistema Interligado Nacional são energia e potência. No modelo atual, a garantia física está associada a esses dois requisitos. Portanto, concordo com a afirmação de que a quantidade de energia passível de comercialização está associada à sua respectiva garantia física.

4. Como eu mencionei, esses requisitos devem estar sempre juntos, em atendimento à Lei 10.848/2004 (art. 1º, inciso X), pois são exigidos para o equilíbrio adequado e confiabilidade de fornecimento.

5. A EPE, ao elaborar em 2017 o PDE 2026<sup>1</sup>, passou a considerar que:

O CME [custo marginal de expansão] é agora obtido como o custo marginal das restrições de atendimento à carga futura do sistema, considerando requisitos de energia e potência. (sublinhei).

6. E esses requisitos passaram a constar de todos os PDEs seguintes associados ao custo marginal de expansão (CME) para expansão do sistema, em especial com a edição da Resolução CNPE 29/2019.

7. Por isso que a SeinfraElétrica e o MPTCU indicam a necessidade de se considerar também a potência.

8. Conforme afirmei, desde o PDE 2026<sup>2</sup>, o custo marginal de expansão (CME) é parâmetro para tomada de decisão de investimento do Sistema Interligado Nacional, porque inclui as duas partes: CME-Energia e CME-Potência.

9. Desse modo, com as devidas vênias, não é o CME-Energia, isoladamente, o parâmetro utilizado pela EPE para balizar os estudos de expansão do sistema. É o CME (energia e potência).

10. A Nota Técnica EPE-DEE-NT-057/2019-r0, de 17/9/2019, que trata da metodologia do custo marginal de expansão do Setor Elétrico Brasileiro, assim prescreve<sup>3</sup>:

Se adicionarmos apenas uma unidade de demanda à equação de atendimento de capacidade (demanda máxima mais reserva operativa), teremos o que chamaremos de CME de Potência ou Capacidade. Esta divisão em dois valores é feita aqui apenas para facilitar a exposição, dada a possibilidade de se encarar o CME como o custo marginal de atendimento a uma unidade adicional de energia que preserva a curva de carga do sistema. A divisão em duas equações nos permite identificar o quanto do total do CME se dá pelo aumento da demanda média mensal de energia e o quanto se dá pelo aumento da demanda máxima instantânea.

A equação de balanço de capacidade atende ao mesmo montante (em termos de potência e não de energia) do patamar de demanda máxima instantânea adicionado de um percentual especificado para cobrir a reserva operativa. Desse modo, para estimar o CME da Expansão do sistema, devemos somar uma unidade na demanda de energia e um pouco mais na demanda de potência (1 + Reserva Operativa), de forma a preservar a curva de carga do sistema, (...). (sublinhei)

<sup>1</sup> Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>; Acesso em 11/2/2021, p. 53.

<sup>2</sup> Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>; Acesso em 13/2/2021, p. 15.

<sup>3</sup> Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT\\_CME\\_EPE\\_DEE-NT-057\\_2019-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT_CME_EPE_DEE-NT-057_2019-r0.pdf); Acesso em 14/2/2022.

11. De acordo com a Nota Técnica EPE-DEE-NT-057/2019-r0, o custo referente ao aumento da demanda média mensal de energia (ENERGIA) está inserido no CME-Energia, e o custo relativo ao aumento da demanda máxima instantânea (POTÊNCIA) está incorporado no CME-Potência. Dessa forma, é o custo marginal de expansão (CME) a variável que incorpora ambos os custos (Energia E Potência). Ou seja, é o CME que funde esses dois custos. Logo, a melhor *proxy* de preço para refletir os custos de potência e de energia é o valor do CME.
12. Conforme mencionei no meu voto, potência e energia são irmãos siameses no atual modelo do setor elétrico e estão representados, proporcionalmente, no CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO (CME).
13. Portanto, não há qualquer razão para a não utilização do CME nos cálculos do VAC em estudo.
14. A Resolução – CNPE 30/2021, atualmente publicada, a partir do valor de R\$ 67,05 bilhões, estabeleceu o montante de R\$ 32,01 bilhões para a CDE e de R\$ 25,38 bilhões para o Tesouro Nacional.
15. Os cálculos simulados pela SeinfraElétrica, a pedido deste revisor, apontam que, utilizando-se os parâmetros adequados (consoante detidamente tratado no voto revisor), o valor do VAC perfaz o montante de R\$ 130,4 bilhões.
16. Assim, considerando o VAC de R\$ 130,4 bilhões e as deduções estabelecidas pela Lei 14.182/2021 (art. 3º, inciso V, e § 3º e 6º, § 6º), o montante a ser destinado à CDE é da ordem de R\$ 63,7 bilhões, e o valor do bônus para o Tesouro Nacional é da ordem de R\$ 57,2 bilhões. Portanto, o dobro do previsto na Resolução-CNPE 30/2021.
17. Questiono se o TCU vai permitir que o processo seja sequenciado com um valor de outorga de R\$ 23 bilhões destinados ao Tesouro e R\$ 32 bilhões para modicidade tarifária, quando valor devido é de R\$ 57 bilhões para o Tesouro e R\$ 63 bilhões para a CDE.
18. Não estou fazendo nenhuma avaliação que não esteja dentro da lei. Estou utilizando premissas do próprio ministério e números que constam nos autos, fornecidos pelo Ministério de Minas e Energia, pela Aneel e pela EPE.
19. O atual modelo encontra-se estrangulado, na medida em que realiza leilões para contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade, na forma de potência, a fim de garantir o suprimento eletroenergético. São contratações onerosas ao consumidor e ao sistema, em vista da criação dos respectivos encargos de reserva. E sem lastro. Ou seja, sem alterar a garantia física do sistema.
20. Portanto, discordo de que essas contratações otimizem custo.
21. Explico o porquê.
22. O conceito de capacidade (potência) está relacionado com a possibilidade de o sistema atender a demanda a todo instante.
23. Teoricamente, o sistema estaria suficientemente ajustado para suprir a demanda de energia e potência. Como não está, se faz necessário leilões de reserva, tanto de energia quanto de capacidade (potência) para trazer confiabilidade ao sistema.
24. Por meio do leilão de 21/12/2021, foram contratados 4,6 GW de potência no prazo de 16 anos no valor de R\$ 57 bilhões, que será cobrado de consumidores cativos e livres via Encargo de Potência para Reserva de Capacidade.
25. Nesse escopo, concordo com o Ministro Jorge Oliveira de que o sistema precisa de uma reforma estrutural: modernização.

26. A descontração imposta pela Lei 14.182/2021 favorecerá a Eletrobras que passará a dispor de 26 GW de capacidade instalada e 13,1 GW médios de garantia física. Caso haja leilão para contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, nada impede que a Eletrobras se habilite.

27. Ademais, a própria Eletrobras<sup>4</sup> racionalmente assevera que a transformação que passará o setor elétrico, já a partir de 2026, torna a potência um dos principais produtos das hidrelétricas, dada a sua flexibilidade em função do tamanho dos reservatórios que possui.

28. A Eletrobras tem 50% dos reservatórios do país, isso, por si só, já aponta para uma vantagem competitiva sem precedente de qualquer outra empresa do setor elétrico no Brasil.

29. Esses aspectos corroboram com os registros que a EPE<sup>5</sup> destaca no sentido de que a principal fonte provedora de flexibilidade em escala mensal é a hidrelétrica, por meio dos reservatórios de regularização.

Esses reservatórios permitem que os recursos naturais (vazão afluyente) disponíveis/excedentes em um determinado momento sejam estocados e utilizados em outra época, de maior necessidade. Nesse caso, o grau de flexibilidade que estes recursos podem prover está relacionado com a variabilidade da vazão afluyente e o tamanho dos reservatórios.

As usinas com operação a fio d'água, que não possuem reservatório de regularização, não trazem, sozinhas, flexibilidade em nível mensal ao sistema, visto que não permitem o estoque de energia. Porém, se estiverem localizadas a jusante de outros reservatórios agregam valor energético a essa capacidade de controle.

TCU, Sala das Sessões, em 15 de fevereiro de 2022.

Ministro VITAL DO RÊGO  
Revisor

---

<sup>4</sup> Disponível em <https://ri.eletrobras.com>; Acesso em 10/2/2022.

<sup>5</sup> Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT\\_EPE\\_DEE-NT-067\\_2018-r0.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf). Acessado em 14/2/2022.

## ACÓRDÃO Nº 296/2022 – TCU – Plenário

1. Processo TC 008.845/2018-2.
- 1.1. Apensos: TC 003.702/2018-9, TC 013.300/2021-0, TC 017.494/2021-4 e TC 025.670/2021-2.
2. Grupo II – Classe de Assunto: V – Desestatização.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério da Economia (ME) e Ministério de Minas e Energia (MME).
5. Relator: Ministro Aroldo Cedraz.
- 5.1. Revisor: Ministro Vital do Rêgo.
6. Representante do Ministério Público: Procurador Rodrigo Medeiros de Lima.
7. Unidade Técnica: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica).
8. Representação legal:
  - 8.1. Bruno Jugend (OAB/PR 49.045 e OAB/DF 41.441) e outros, representando o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas, nas Atividades de Meio Ambiente e nos Entes de Fiscalização e Regulação dos Serviços de Energia Elétrica, Saneamento, Gás e Meio Ambiente no Distrito Federal (procurações às peças 3 e 19) e o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Maranhão (procuração à peça 18);
  - 8.2. Melissa Monte Stephan (OAB/RJ 118.596), Saulo Benigno Puttini (OAB/DF 42.154) e outros, representando o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (procuração e substabelecimento às peças 155 e 156).

## 9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que cuidam da Desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras);

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Extraordinária de Plenário, ante as razões expostas pelo Relator e com fundamento nos arts. 32, inciso II, 34 e 43, inciso I, da Lei 8.443, de 16/7/1992, combinados com os arts. 250, incisos II e III, 277, inciso III, e 287 do Regimento Interno/TCU e com a Resolução-TCU 315, de 22/4/2020, em:

9.1. conhecer dos Embargos de Declaração opostos pela Confederação Nacional dos Trabalhadores na Indústria (CNTI) em face do despacho de peça 287, acolhendo-os parcialmente e concedendo-lhes efeitos infringentes, de modo que o prazo de 15 (quinze) dias fixados para que os *amici curiae* assim admitidos nos presentes autos apresentem, caso queiram, contribuições para o adequado deslinde das questões que ainda serão tratadas na próxima fase processual destes autos de desestatização seja contado da data em que esses *amici curiae* forem notificados acerca da completude da documentação que cabe ao Poder Concedente juntar a este processo;

9.2. sem prejuízo à continuidade do processo de desestatização em tela, determinar:

9.2.1. ao Ministério de Minas e Energia que, no prazo de 30 (trinta) dias contados da ciência deste Acórdão, apresente estudos quanto aos impactos econômicos e financeiros de médio e de longo prazo que serão causados aos consumidores de energia elétrica dos mercados cativo e livre em decorrência do bônus de outorga a que se refere o art. 4º, inciso II, da Lei 14.182, de 12/7/2021, de modo que a sociedade e os consumidores possam ter ciência desses impactos;

9.2.2. ao Conselho Nacional de Política Energética que, no prazo de 15 (quinze) dias contados da ciência deste *decisum*, apresente a motivação para as seguintes escolhas públicas trazidas em sua Resolução nº 15, de 31/8/2021:

9.2.2.1. o imediato “livre dispor da energia” oriunda das usinas de Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, antes de todas as demais UHEs contempladas no projeto em tela,



considerando, inclusive, a diretriz legal de descotização “gradual e uniforme” prevista no art. 5º, § 1º, inciso III, da Lei 14.182/2021;

9.2.2.2. o escalonamento da descotização no prazo mínimo legalmente definido, em vez de qualquer outro prazo contido naquele intervalo; e

9.2.2.3. adiantamento de R\$ 5 bilhões a título de aporte na Conta de Desenvolvimento Energético ainda em 2022, em descompasso cronológico e financeiro relativamente à agenda de descotização estipulada pela própria Resolução-CNPE nº 15/2021;

9.3. recomendar ao Ministério de Minas e Energia que:

9.3.1. inclua no instrumento contratual de outorga das usinas da Eletrobras a que se refere o art. 2º da Lei 14.182, de 12/7/2021, cláusula que estabeleça como obrigatória a realização de estudos para definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazendo constar da referida cláusula os custos associados na modelagem econômico-financeira para o cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário;

9.3.2. complemente os cálculos registrados no Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia, passando a considerar valores atualizados para série de vazões dos empreendimentos, para usos consuntivos da água e para parâmetros de aversão a risco dos modelos computacionais de planejamento da operação (CVAR), valendo-se para isso, em especial, das Resoluções nº 92 e 93 editadas pela Aneel em 23/8/2021;

9.3.3. futuramente, ao conduzir a celebração de novos contratos de concessão de usinas hidrelétricas, avalie outros referenciais de preços para a venda de energia no ambiente de contratação livre que não sejam voláteis e dependentes das declarações de agentes do setor;

9.3.4. mantenha a referência para o preço da energia de curto prazo no valor inicialmente adotado, de R\$ 233/MWh;

9.3.5. caso os Projetos de Lei 2.337/2021 e/ou 3.887/2020 sejam sancionados antes da data fixada para a realização da oferta pública de ações da Eletrobras, incorpore ao valor adicionado dos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021 os benefícios tributários decorrentes da nova legislação;

9.3.6. avalie a conveniência e a oportunidade de incluir, nos novos contratos celebrados referentes às usinas constantes do art. 2º da Lei 14.182/2021, cláusula de compartilhamento dos benefícios tributários advindos da sanção da reforma tributária aos seus valores adicionados;

9.3.7. considerando que a comercialização de lastro de potência já está sendo praticada no setor elétrico brasileiro e tendo em vista as alterações legislativas e normativas em curso relacionadas a essa componente, avalie a conveniência e a oportunidade de:

9.3.7.1. incorporar ao valor adicionado à Eletrobras pelos novos contratos das usinas alcançadas pelo art. 2º da Lei 14.182/2021 as projeções de receitas auferíveis com a comercialização de reserva de capacidade, na forma de potência, dessas usinas;

9.3.7.2. na impossibilidade de acolhimento da recomendação a que se refere o subitem 9.3.7.1 *supra*, incluir nos mencionados novos contratos de concessão cláusula que condicione expressamente a comercialização, pelas respectivas usinas, da componente de reserva de capacidade, na forma de potência, à celebração de aditivos contratuais a serem previamente negociados com o Poder Concedente, nos quais esteja devidamente prevista e quantificada a remuneração da União por esse aditamento;

9.4. recomendar ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério de Desenvolvimento Regional e ao Comitê Interministerial de Governança que instituíam instrumentos de governança para o funcionamento dos comitês gestores previstos nos arts. 6º, 7º e 8º da Lei 14.182/2021 a fim de assegurar, no mínimo, formas de acompanhamento de resultados, soluções para melhoria do desempenho das organizações e instrumentos de promoção de processo decisório fundamentado em evidências, nos termos do Decreto 9.203, de 22/11/2017;

9.5. dar ciência desta decisão ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério da Economia, alertando-os sobre os seguintes fatos relevantes:

9.5.1. é necessária a classificação das informações encaminhadas em atendimento aos processos de desestatização previstos na Instrução Normativa-TCU 81, de 20/6/2018, pelo tipo de informação exigida nos arts. 3º, 4º e 5º, conforme o caso, fazendo constar justificativa quanto ao não atendimento de algum dos dispositivos mencionados;

9.5.2. quando da próxima apreciação deste TC 008.845/2018-2 por este Tribunal de Contas, serão verificadas as falhas e oportunidades de melhoria que, tendo sido apontadas pela SeinfraElétrica, não foram alvo de determinações ou recomendações na presente deliberação porque o próprio Ministério, por intermédio de sua Secretária Executiva, comprometeu-se formalmente, nos termos dos Ofícios nº 424/2021/SE-MME (peça 197) e nº 539/2021/SE-MME (peça 261), a fazer os devidos ajustes;

9.5.3. deverão ser devidamente motivadas as decisões tomadas em cumprimento às determinações objeto do subitem 9.2, assim como eventuais não acolhimento das recomendações constantes dos subitens 9.3 e 9.4, devendo, ainda, em qualquer desses casos, ser indicadas as autoridades, servidores e pareceristas envolvidos nessas tomadas de decisão;

9.5.4. dada a complexidade e relevância nacional do processo de desestatização em tela, não serão relevadas no presente caso, conforme já ressaltou o relator do feito em despacho datado de 1º/7/2021 (peça 97), as regras estipuladas pela IN-TCU 81/2018, em especial por seu art. 9º, §§ 1º, 4º, 5º, 7º e 9º, relativamente a critérios de contagem de prazo para manifestação do TCU, assim como as hipóteses de suspensão desse prazo;

9.6. restituir os autos à SeinfraElétrica para que seja dada continuidade, com a celeridade que o caso requer, à instrução do presente processo de desestatização.

10. Ata nº 5/2022 – Plenário.

11. Data da Sessão: 15/2/2022 – Extraordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0296-05/22-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler, Augusto Nardes, Aroldo Cedraz (Relator), Vital do Rêgo (Revisor), Jorge Oliveira e Antonio Anastasia.

13.2. Ministro presente que não participou da votação: Antonio Anastasia.

13.3. Ministro com voto vencido: Vital do Rêgo (Revisor).

13.4. Ministro com voto vencido que votou na sessão de 15/12/2021: Raimundo Carreiro

13.5. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti, Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)

BRUNO DANTAS

Vice-Presidente, no exercício da Presidência

(Assinado Eletronicamente)

AROLDO CEDRAZ

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA

Procuradora-Geral

TC 008.845/2018-2 – Acompanhamento da privatização das Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras  
Manifestação Oral

## PRONUNCIAMENTO

Senhor Presidente e Senhores Ministros,

Inicialmente, gostaria de congratular o Ministro Aroldo Cedraz pela relatoria deste tão relevante processo de acompanhamento da desestatização da Eletrobras, destacar a participação decisiva dos Ministros Vital do Rêgo, Jorge Oliveira, e Benjamin Zymler, que enriqueceram o debate com suas valiosas contribuições, enaltecer o meu colega do Parquet de Contas, Doutor Rodrigo Medeiros de Lima, pela brilhante atuação como custos legis, e, claro, parabenizar a equipe da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica) pela percuciente e tempestiva análise promovida nos autos. É, sem dúvida, um dos processos mais importantes para o controle externo no presente exercício, que se destaca por sua tecnicidade e materialidade.

Importante consignar que o trabalho de acompanhamento da desestatização da Eletrobras está dividido em diversas fases. A presente etapa processual examina as ações coordenadas pelo Ministério de Minas Energia (MME) para a definição das premissas utilizadas nos estudos e na modelagem econômico-financeira desenvolvidas para calcular o valor que será adicionado aos novos contratos de concessão de energia elétrica (VAC), a serem celebrados entre a União e a Eletrobras, relativos às usinas hidrelétricas (UHEs) enquadradas no que dispõe o art. 2º da mencionada Lei 14.182/2021. De acordo com a Resolução-CNPE n.º 15/2021, o montante inicial relativo ao VAC seria de R\$ 62.479.656.370,10.

Com efeito, é natural que uma desestatização traga consigo diversos riscos inerentes a projeto de tal envergadura, que, uma vez identificados, podem ser devidamente tratados, mitigando-se, assim, seus impactos.

Como relatado pelo Ministro Cedraz, e reforçado pelos demais Ministros, foram identificadas diversas fragilidades no edital. As contribuições do Tribunal, por meio das determinações e recomendações propostas, mostram-se essenciais para mitigar tais riscos.

Como representante do Ministério Público de Contas, destaco, ainda, as oportunas contribuições trazidas à proposta pelo Procurador do Parquet de Contas, Doutor Rodrigo Medeiros de Lima, as quais anuímos na integralidade.

Dentre as contribuições alvitradas, destaco as mais relevantes, embora não acolhidas ou acolhidas em parte:

- a. incluir, no instrumento contratual das concessões previstas pela Lei 14.182/2021, cláusula que estabeleça obrigação da concessionária de contratar estudos para a definição dos respectivos aproveitamentos ótimos, a serem submetidos à aprovação da agência reguladora, fazendo constar os custos associados na modelagem econômico-financeira no cálculo do valor de outorga, se assim entender necessário;
- b. reavaliar o preço de energia de longo prazo utilizado na metodologia de cálculo do valor adicionado pelos contratos (VAC) dos novos contratos da Eletrobras, de modo a:
  - b.1) adotar como premissa, no mínimo, o valor de R\$ 172,14/MWh, referente ao Custo Marginal de Expansão (CME-Energia) de projeção mais distante publicado pela EPE na Nota Técnica EPE-DEE-NT-081/2021-r0;
  - b.2) incluir, na estimativa de valor da energia de longo prazo constante no projeto de desestatização da Eletrobras e descotização de suas subsidiárias, previsão das receitas auferíveis com o componente de valor do lastro de capacidade de energia (CME-Potência);

c) revisar o cronograma presente no Anexo III da Resolução 15/2021, especialmente quanto ao adiantamento de R\$ 5 bilhões devidos à CDE ainda em 2002, à luz do art. 4º, § 2º, *in fine*, da Lei 14.182/2021 e do art. 13, § 15, da Lei 10.438/2002.

É imperioso que os procedimentos adotados pela União para levar a termo essa desestatização alinhem-se ao interesse público e aos direitos dos consumidores de energia elétrica, tantas vezes reféns de decisões de governo que terminam por gerar aumentos tarifários desarrazoados.

Por fim, estou convicta de que a participação decisiva do Ministério Público de Contas contribuiu para que muitos dos riscos identificados neste processo possam ser devidamente equacionados.

Muito obrigada!

Plenário do Tribunal de Contas da União, em 15 de fevereiro de 2022.

CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA  
Procuradora-Geral