GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

# Prorrogação ou licitação das concessões de usinas hidrelétricas do Brasil?

Nivalde de Castro
Victor Gomes
Roberto Brandão
Bianca Castro

**TDSE**

**Texto de Discussão do Setor Elétrico**

**Nº 160**

**Novembro de 2026**
**Rio de Janeiro**

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ

# TDSE

## Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 160

# Prorrogação ou licitação das concessões de usinas hidrelétricas?

Nivalde de Castro
Victor Gomes
Roberto Brandão
Bianca Castro

ISBN: 978-85-7197-048-9

Rio de Janeiro

Novembro de 2026

# SUMÁRIO

**PARTE 1. CONTEXTO, CENÁRIO PARA O SEB E A CONSULTA PÚBLICA** 3

**1. INTRODUÇÃO** ..... 3

**2. AS HIDRELÉTRICAS E O CENÁRIO PARA O SEB** ..... 4

**3. O HORIZONTE DAS CONCESSÕES VINCENDAS E A LEI Nº 15.269/2025** ..... 6

**4. A LEI Nº 15.269/2025 E AS CONDIÇÕES DO ART. 1º-B DA LEI Nº 12.783/2013** ..... 7

**5. A CONSULTA PÚBLICA Nº 233/2026: AS DIRETRIZES PROPOSTAS E OS QUESTIONAMENTOS** ..... 9

**6. ORGANIZAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DO GESEL-UFRJ** ..... 10

**PARTE 2. CONTRIBUIÇÕES DO GESEL-UFRJ** ..... 11

**7. PERGUNTAS 1 E 2: PRORROGAÇÃO OU LICITAÇÃO?** ..... 11

**7.1 Interpretação do GESEL-UFRJ sobre a Lei** ..... 11

**7.2 Razões econômicas para a prioridade da prorrogação** ..... 16

**7.3 Razões técnicas e operacionais** ..... 17

**7.4 Experiências internacionais** ..... 18

**7.5 Resposta às perguntas 1 e 2 e proposta de diretriz** ..... 20

**8. PERGUNTA 3: ANTECIPAÇÃO DO PRAZO FINAL DA CONCESSÃO** 21

**9. PERGUNTA 4: PRAZO DA NOVA CONCESSÃO** ..... 23

**10. PERGUNTA 5: DESTINAÇÃO COMPULSÓRIA DE PARCELA DA GARANTIA FÍSICA AO ACR** ..... 25

**11. PERGUNTA 6: APURAÇÃO DOS INVESTIMENTOS COMPLEMENTARES AO PROJETO BÁSICO NOS CASOS DE LICITAÇÃO** ..... 26

**12. DEMAIS CONTRIBUIÇÕES DO GESEL-UFRJ** ..... 26

**12.1 Metodologia de cálculo do valor da outorga** ..... 26

**12.2 Obrigações do novo contrato** ..... 28

**12.3 Revisões periódicas da garantia física após a prorrogação** ..... 30

**12.4 Medidas concorrenciais** ..... 30

**13. SÍNTESE DAS PROPOSTAS** ..... 33

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS** ..... 36

# Prorrogação ou licitação das concessões de usinas hidrelétricas?[1]

Nivalde de Castro[2]
Victor Gomes[3]
Roberto Brandão[4]
Bianca Castro[5]

## PARTE 1. CONTEXTO, CENÁRIO PARA O SEB E A CONSULTA PÚBLICA

### 1. INTRODUÇÃO

Este Texto de Discussão do Setor Elétrico (TDSE) consolida aa contribuições apresentadas pelo GESEL-UFRJ à Consulta Pública nº 233/2026, instaurada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) por meio da Portaria SNTEP/MME nº 3.234/2026, para colher subsídios sobre a Nota Técnica nº 39/2026/SAER/SE (NT 39), que propõe diretrizes aplicáveis aos processos de licitação e de prorrogação das concessões de usinas hidrelétricas (UHEs) à luz das alterações promovidas pela Lei nº 15.269/2025 na Lei nº 12.783/2013.

A discussão trata do destino das concessões de usinas hidrelétricas de maior porte que vencem até 2032. A Lei nº 15.269/2025 autorizou o Poder Concedente a prorrogá-las ou a licitá-las, nas mesmas condições econômicas, e deixou ao regulamento a definição de como essa escolha será feita e dos termos dos novos contratos.

A contribuição foi organizada em quatro dimensões analíticas, que se complementam:

(i) Dimensão econômica, que trata do valor da outorga, dos incentivos ao investimento e dos efeitos sobre o consumidor;

(ii) Dimensão relativa ao cenário para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), que situa as hidrelétricas no contexto da transição energética em curso;

---

[1] Este Texto de Discussão consolida as contribuições apresentadas pelo GESEL-UFRJ à Consulta Pública nº 233/2026 do Ministério de Minas e Energia, datada de 29 de outubro de 2026.
[2] Professor do Instituto de Economia da UFRJ e Coordenador-Geral do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL-UFRJ).
[3] Advogado e economista, sócio da VG Advisory.
[4] Diretor Técnico-Científico do GESEL-UFRJ.
[5] Pesquisadora coordenadora da área jurídica do GESEL-UFRJ.

(iii) Dimensão técnica e operacional, que examina a continuidade da operação, a segurança de barragens e a prestação de serviços ao sistema; e

(iv) Dimensão jurídica, que interpreta o novo arcabouço legal, examina a experiência internacional e propõe o desenho do regulamento.

As três primeiras dimensões analíticas fornecem o contexto e a justificativa para a quarta, de modo que as conclusões jurídicas aqui apresentadas decorrem dos fundamentos econômicos, sistêmicos e operacionais expostos ao longo do texto.

## 2. AS HIDRELÉTRICAS E O CENÁRIO PARA O SEB

A geração hidrelétrica é a base histórica da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro. As grandes usinas construídas entre as décadas de 1960 e 1990 nas bacias dos Rios Paraná, Uruguai, São Francisco e Tocantins permitiram que a capacidade instalada do país saltasse de cerca de 4,8 GW para mais de 53 GW nesse período e moldaram a arquitetura do Sistema Interligado Nacional (SIN), concebido para transportar energia entre bacias com regimes hidrológicos distintos e para aproveitar a regularização plurianual dos reservatórios. Em outubro de 2026, as usinas hidrelétricas em operação somaram cerca de 103 GW de capacidade instalada e 55,7 GW médios de garantia física, em um parque centralizado de 220,7 GW, aos quais se agregam 6,1 GW de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 0,9 GW de centrais geradoras hidrelétricas (CGHs) (ANEEL, 2026).

A relevância das hidrelétricas, contudo, não se mede apenas pela capacidade instalada e a energia produzida. Trata-se da única fonte que entrega, de forma simultânea e em escala, diversos atributos de adequação de que o SIN necessita: energia, capacidade de atendimento à demanda máxima, armazenamento, flexibilidade e segurança (do ponto de vista elétrico).

Os reservatórios constituem o maior sistema de armazenamento de energia do SIN, com autonomia equivalente a vários meses de carga média. As usinas hidrelétricas conseguem prover atendimento à demanda máxima e à rampa diária, cada vez mais crescente do sistema. Além disso, as máquinas síncronas das UHEs proveem inércia, controle de tensão e de frequência, suporte de reativos, reserva operativa e capacidade de autorrestabelecimento, serviços que a NT 39 reconhece expressamente nos itens 4.115 e 4.116 como de valor sistêmico crescente, diante da expansão das fontes renováveis variáveis derivadas diretamente do processo de transição energética.

Esse último ponto merece destaque. Nas últimas duas décadas, a matriz elétrica brasileira deixou de ser predominantemente hídrica, com grande capacidade de

regularização, e passou a combinar UHEs com uma participação expressiva de fontes não controláveis. Em 2024, as fontes eólica e solar já respondiam por 23,7% da geração total do país (EPE, 2025) e a carga do SIN, que atingiu 81.302 MW médios em 2025, deve alcançar 98.151 MW médios em 2030, com um crescimento médio de 3,8% ao ano (ONS, CCEE e EPE, 2025).

Assim, o sistema, que era restrito em energia, passou a ser restrito também em potência e, mais recentemente, em flexibilidade, como registram a Resolução CNPE nº 29/2019, que instituiu o critério de garantia de suprimento de potência, e a Lei nº 14.120/2021, que criou a contratação de reserva de capacidade. Destaca-se que as UHEs com reservatório são os mais eficientes recursos naturais de resposta a essa nova configuração, pois acompanham as rampas diárias da carga líquida, absorvem a variabilidade crescente das fontes renováveis e, quando modernizadas, ampliadas ou agregando capacidade de bombagem, configurando-se como usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), se tornam ainda mais aptas e eficientes a cumprir esse papel.

O planejamento oficial confirma esse diagnóstico. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2035, submetido à consulta pública pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em fevereiro de 2026, projeta a redução da participação hidráulica na geração de 54,4%, em 2025, para 45,7%, em 2035, e identifica a necessidade de cerca de 19 GW de termelétricas flexíveis e de 6,6 GW de sistemas de armazenamento até o fim do horizonte, com destaque para as UHRs e baterias. A EPE já estimava, em 2019, que a modernização e a repotenciação do parque hidrelétrico com mais de 25 anos de operação, da ordem de 50 GW distribuídos por 51 usinas, poderiam agregar entre 2,5 GW e 10 GW de potência ao sistema.

Na mesma direção, a Resolução CNPE nº 8/2026 estabeleceu as diretrizes para a contratação, por leilões e outros mecanismos competitivos, dos serviços de potência e de flexibilidade providos por sistemas de armazenamento hidráulico, com remuneração vinculada à disponibilidade de potência e condições específicas para os empreendimentos que utilizem reservatórios de hidrelétricas existentes. As usinas cujas concessões vencem até 2032 são candidatas naturais a esses investimentos, o que reforça a importância de um regime de outorga que preserve o incentivo a realizá-los.

O próprio legislador de 2025 reconheceu esse papel. A Lei nº 15.269/2025 incluiu, entre os objetivos da política energética nacional, o de promover e assegurar, em bases sustentáveis, a manutenção, a modernização e a expansão do aproveitamento racional do potencial hidroelétrico nacional, reconhecendo o seu papel estruturante para a segurança energética, a modicidade tarifária e a integração entre as regiões do país (art. 1º, inciso XXII, da Lei nº 9.478/1997), e determinou a aplicação do licenciamento ambiental especial às UHEs, inclusive às UHRs, e aos seus reservatórios, em razão do seu caráter estratégico para a segurança hídrica e energética e para a estabilidade do SIN (art. 24, § 2º, da Lei nº

15.190/2025). A mesma Lei incluiu a reserva de potência operativa de geração hidrelétrica para atendimento dos requisitos de inércia, de regulação de frequência e de partida autônoma entre os serviços cobertos pelo encargo de serviços do sistema (art. 1º, § 10, inciso II, da Lei nº 10.848/2004) e passou a prever a contratação de reserva de capacidade na forma de potência ou de flexibilidade (art. 3º da Lei nº 10.848/2004), com um adicional de remuneração para as UHRs no mecanismo competitivo do art. 3º-E.

Dada essa relevância estratégica crescente, o novo regulamento das concessões vincendas deve ser estruturado em harmonia com tais diretrizes legais. Nesse sentido, a decisão entre prorrogar e licitar definirá quem assumirá as responsabilidades relativas os investimentos que se farão necessários para aproveitar e maximizar o potencial estratégico das UHEs frente aos desafios impostos pela transição energética. Nestes termos, deve-se definir quais serão os melhores incentivos para o conjunto de ativos de UHEs, que será cada vez mais estratégico para a segurança do suprimento, integração das fontes renováveis e modicidade tarifária ao longo das próximas três décadas. Esse é o foco e prisma analítico pelo qual o GESEL-UFRJ examina a NT 39.

## 3. O HORIZONTE DAS CONCESSÕES VINCENDAS E A LEI Nº 15.269/2025

A NT 39 mapeia 40 aproveitamentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 50.000 kW e outorgas com vencimento até 2032, totalizando cerca de 15,4 GW, dos quais 20 usinas (5,9 GW) vencem até 2029 e outras 20 (9,5 GW) entre 2030 e 2032, além de 40 aproveitamentos de menor porte, que somam 0,7 GW (itens 4.25 e 4.26).

Esse conjunto de UHEs é heterogêneo. Há usinas de grande porte, como Salto Santiago (1.420 MW), Itá (1.450 MW), Água Vermelha (1.396 MW), Emborcação (1.192 MW) e Salto Osório (1.104 MW), e outras de porte médio e pequeno, distribuídas entre regimes de produção independente, autoprodução e serviço público, além de cerca de 15 grupos econômicos distintos, como se detalha na Subseção 12.4. Algumas concessões já venceram ou vencem nos próximos dois anos e a NT 39 reconhece que, sem uma decisão tempestiva, essas UHEs podem ingressar em regime precário de operação (itens 4.143 a 4.150).

Até a edição da Lei nº 15.269/2025, o tratamento dessas concessões carecia de um regime claro. As previsões de prorrogação das concessões de geração anteriores a 11 de dezembro de 2003 restringiam-se ao art. 19 da Lei nº 9.074/1995, para as concessões alcançadas pelo art. 42 da Lei nº 8.987/1995, e ao art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995, na redação da Lei nº 10.848/2004, que admitia prorrogação por até 20 anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições dos contratos. A Lei nº 12.783/2013, por sua vez, indica a prorrogação em regime de cotas de

garantia física (art. 1º) e disciplina, em seu art. 2º, as autorizações e concessões entre 5.000 kW e 50.000 kW. Para as usinas de maior porte no regime de produção independente, como registra a NT 39, no item 4.6, remanescia apenas o art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995, dispositivo genérico, sem parâmetros de onerosidade, regime de exploração ou procedimento, o que explica a demora na instrução de requerimentos de prorrogação já apresentados e as decisões caso a caso que marcaram os últimos anos[6].

A esse quadro somaram-se as extensões de prazo das outorgas concedidas como forma de compensação do risco hidrológico, previstas na Lei nº 13.203/2015 (art. 1º, §§ 2º, 4º e 6º, na repactuação do risco hidrológico, e art. 2º-F, incluído pela Lei nº 15.269/2025, no mecanismo concorrencial de negociação dos montantes não pagos no mercado de curto prazo, com extensão limitada a sete anos). Essas extensões deslocaram o termo final de diversas concessões sem alterar as condições de sua exploração e, por isso, não resolveram o problema de fundo.

A Lei nº 15.269/2025, resultante da conversão da Medida Provisória nº 1.304/2025, preencheu essa lacuna ao inserir os arts. 1º-A e 1º-B na Lei nº 12.783/2013 e alterar os seus arts. 2º, 8º e 13. O art. 1º-A autoriza o Poder Concedente a prorrogar ou licitar os empreendimentos de geração hidrelétrica com capacidade instalada superior a 50.000 kW, outorgados antes de 11 de dezembro de 2003. Já o art. 1º-B fixa as condições da prorrogação. O art. 8º, com a nova redação, determina que as outorgas de geração que não forem prorrogadas nos termos da Lei serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, aplicando-se às outorgas licitadas as mesmas condições econômicas da prorrogação (art. 8º, § 3º). O novo marco entrou em vigor na data de sua publicação, 25 de novembro de 2025 (art. 24, inciso IV, da Lei nº 15.269/2025).

## 4. A LEI Nº 15.269/2025 E AS CONDIÇÕES DO ART. 1º-B DA LEI Nº 12.783/2013

Ao que interessa à Consulta Pública nº 233/2026, o regime instituído pelo art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013 pode ser resumido em seis condições (§ 1º), aplicáveis

[6] Entre os casos recentes, registram-se: (i) a UHE Sá Carvalho (78 MW), da Cemig, cuja concessão venceu em agosto de 2026 e foi prorrogada pelo MME por 30 anos no regime de cotas do art. 1º da Lei nº 12.783/2013, conforme fato relevante divulgado pela companhia em 28 de agosto de 2026; (ii) as UHEs Itiquira (157 MW, autoprodução) e Guaporé (120 MW, produção independente), em Mato Grosso, cujos pedidos de prorrogação foram apreciados pela Diretoria da ANEEL em 8 de setembro de 2026, sob relatoria da Diretora Agnes Costa, com recomendação ao MME de prorrogação por 30 anos no regime de cotas, por entender a Agência que, enquanto não regulamentados os arts. 1º-A e 1º-B da Lei nº 12.783/2013, a legislação não admitiria outro regime, e com a orientação de relicitação nos casos em que as titulares não aceitam esse modelo; e (iii) os pedidos de prorrogação das UHEs Emborcação (1.192 MW) e Nova Ponte (510 MW), da Cemig, formulados com fundamento no art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995 e ainda pendentes de decisão em outubro de 2026.

tanto à prorrogação quanto, por força do art. 8º, § 3º, à licitação, acrescidas de uma garantia e de uma faculdade:

(i) Pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) correspondente a 50% do valor estimado da concessão (§ 1º, inciso I);

(ii) Pagamento pela outorga correspondente a outros 50% do valor estimado da concessão (§ 1º, inciso II), montante que será integralmente destinado à CDE no caso de outorgas com vencimento até 31 de dezembro de 2032 (§ 8º);

(iii) Adoção da produção independente como regime de exploração, inclusive quanto às condições de extinção, encampação e indenização (§ 1º, inciso III);

(iv) Assunção do risco hidrológico pela concessionária, vedada a repactuação da Lei nº 13.203/2015 após a prorrogação (§ 1º, inciso IV);

(v) Recálculo da garantia física, com validade a partir do início da prorrogação, sem limite de variação em relação à garantia física anterior e sujeição a revisões periódicas (§ 1º, inciso V);

(vi) Prazo de até 30 anos (§ 1º, inciso VI);

(vii) Garantia, ao titular, de venda da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) (§ 2º); e

(viii) Faculdade ao Poder Executivo de exigir um percentual mínimo de energia destinado ao ACR (§ 3º).

A CDE é a conta setorial que custeia as políticas públicas do SEB e é paga, em sua maior parte, pelos consumidores, de modo que os recursos a ela destinados favorecem a modicidade tarifária.

O valor da concessão será calculado por metodologia definida em ato do Poder Executivo e considerará os investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, apurados pelo valor novo de reposição (§§ 4º e 5º). O art. 7º da Lei nº 9.648/1998, que prevê o pagamento pelo uso de bem público nas conversões de regime, não se aplica às outorgas prorrogadas (§ 6º) e o regime alcança as concessões destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o art. 2º para os aproveitamentos de até 50.000 kW (§ 7º).

Destaca-se que dois traços desse novo regime orientam toda a análise que segue. O primeiro é a onerosidade: a prorrogação passa a ser remunerada pelo valor integral estimado da concessão, metade à CDE e metade pela outorga, de modo que o argumento tradicional contra as prorrogações, o de que elas renunciariam à renda que a licitação capturaria, perde o seu objeto. O segundo é a mudança de regime: a Lei abandonou o modelo de cotas instituído em 2012, em que a energia da usina é alocada às distribuidoras e remunerada por tarifa regulada, e optou

pela produção independente, com livre disposição da energia e assunção integral do risco hidrológico e de mercado pelo titular. Como observa a NT 39, no item 4.44, isso muda profundamente os incentivos e, acrescenta-se, altera, também, o perfil de risco a ser refletido na metodologia de valoração.

## 5. A CONSULTA PÚBLICA Nº 233/2026: AS DIRETRIZES PROPOSTAS E OS QUESTIONAMENTOS

A NT 39 não parte da defesa prévia de um caminho (item 4.20). Ela registra que, do ponto de vista da legislação, tanto a prorrogação quanto a licitação estão à disposição do Poder Concedente e a opção por uma ou outra se insere na discricionariedade administrativa, a ser exercida com base em juízo de conveniência e oportunidade (itens 4.11 e 4.12). A Nota Técnica compara os dois caminhos sob oito aspectos (transição operacional, continuidade, antecipação do pagamento, excedente econômico, adequação regulatória, atualização e inovação, transparência e investimentos não amortizados), no item 4.22, e conclui que a avaliação tem caráter preliminar.

Em seguida, a Nota Técnica propõe um conjunto de diretrizes para o regulamento, consolidadas no item 4.151. Para a licitação, o critério isolado de maior oferta pela outorga, sem reversão prévia dos bens, com indenização dos ativos não depreciados paga pelo vencedor à antiga outorgada. Para a prorrogação, a inexistência de antecipação do fim do prazo da outorga atual, não aplicação do art. 7º da Lei nº 9.648/1998, consideração dos investimentos não amortizados diretamente no fluxo de caixa e condicionamento à demonstração do serviço adequado, aferido pelo atendimento às normas de segurança de barragens e de eficiência operacional.

Para ambos, o pagamento de 50% à vista e o restante em até cinco parcelas anuais, atualizadas por IPCA e Selic, regime de produção independente, risco hidrológico alocado ao gerador, recálculo da garantia física, prazo de 20 anos (podendo ser reduzido), inexistência de destinação compulsória ao ACR e minuta de contrato definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com obrigações de serviço adequado, estudos de viabilidade, modernização, serviços de flexibilidade, conexão ao SIN e adequação regulatória. A metodologia de cálculo da outorga seguiria o paradigma das desestatizações do Decreto nº 9.271/2018 (valor presente líquido do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo prazo), com taxa de desconto igual à taxa regulatória de remuneração fixada pela ANEEL para a geração.

Por fim, o rito processual prevê o requerimento com 36 meses de antecedência, avaliação anual em horizonte rolante, parâmetros técnicos da ANEEL até 26 meses antes do vencimento e manifestação do Poder Concedente até 18 meses antes do termo.

A Nota Técnica encerra com sete questionamentos orientados (item 4.152), transcritos a seguir, que estruturam a Parte 2 deste texto:

1) Quais argumentos podem ser considerados para não aplicar a alternativa de licitar as outorgas das hidrelétricas?

2) Quais argumentos podem ser considerados para não aplicar a alternativa de prorrogar as outorgas das hidrelétricas?

3) Em quais situações há justificativa para antecipar o prazo final da outorga, nos termos do art. 12 da Lei nº 12.783/2013?

4) A outorga por prazo diferente de 20 anos faz sentido em condições específicas? Quais?

5) A destinação compulsória de parcela da garantia física ao ACR se justifica em alguma situação? Qual?

6) Para os casos de licitação, quais alternativas podem ser adotadas para possibilitar a apuração dos investimentos complementares ao do projeto básico, além da adoção de um corte em anos antes do termo da outorga?

7) Existem temas referentes às alterações da Lei nº 12.783/2013 promovidas pela Lei nº 15.269/2025 não contemplados na Nota Técnica que precisariam ser tratados no âmbito do novo regulamento? Caso haja, informar quais e justificar a necessidade de tratar no âmbito do novo regulamento.

## 6. ORGANIZAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES DO GESEL-UFRJ

As contribuições do GESEL-UFRJ estão organizadas em blocos. O primeiro bloco responde conjuntamente às perguntas 1 e 2, que tratam da escolha entre prorrogação e licitação, e sustenta, com base nas quatro dimensões analíticas, que o regulamento deve estabelecer a prorrogação como caminho preferencial, reservando a licitação para as hipóteses em que a prorrogação não seja requerida tempestivamente ou em que o titular não atenda aos requisitos legais.

Os blocos seguintes respondem às perguntas 3 a 6, sobre antecipação, prazo, destinação ao ACR e apuração de investimentos em caso de licitação. A pergunta 7 não é objeto de resposta específica, porém os temas adicionais que o GESEL-UFRJ entende relevantes para o regulamento estão reunidos no último bloco, que traz contribuições sobre a metodologia de cálculo do valor da outorga, as obrigações do novo contrato, as revisões periódicas da garantia física e as medidas concorrenciais, encerrando com a síntese das propostas de diretriz.

## PARTE 2. CONTRIBUIÇÕES DO GESEL-UFRJ

## 7. PERGUNTAS 1 E 2: PRORROGAÇÃO OU LICITAÇÃO?

As duas primeiras perguntas da NT 39 são complementares e, por esse motivo, recebem resposta conjunta. A pergunta 1 indaga quais argumentos podem ser considerados para não aplicar a alternativa de licitar, enquanto a pergunta 2 questiona quais argumentos podem ser considerados para não aplicar a alternativa de prorrogar.

A posição do GESEL-UFRJ é a de que o regulamento deve estabelecer a prorrogação como caminho preferencial para as outorgas de que trata o art. 1º-A da Lei nº 12.783/2013, sempre que requerida tempestivamente pelo titular que preste um serviço adequado e aceite as condições do art. 1º-B, e que a licitação deve ser adotada em caráter subsidiário, nas hipóteses em que a prorrogação não seja requerida ou em que, quando requerida, a concessionária não cumpra os requisitos legais. Os fundamentos dessa posição, apresentados a seguir, são jurídicos, econômicos, técnico-operacionais e de experiência comparada.

**Quadro 1. Posição do GESEL-UFRJ sobre a escolha entre prorrogação e licitação**

| |
|---|
| **Prorrogação como caminho preferencial.** As outorgas de que trata o art. 1º-A da Lei nº 12.783/2013 devem ser prorrogadas, nos termos do art. 1º-B, sempre que o titular a requeira no prazo do art. 11, demonstre a prestação de serviço adequado, segundo critérios objetivos, e aceite as condições legais e as fixadas no ato de prorrogação. |
| **Licitação em caráter subsidiário.** A licitação do art. 8º deve ser realizada apenas quando não houver requerimento tempestivo ou o titular não atender aos requisitos legais e regulamentares. |
| **Fundamentos.** Jurídicos (arquitetura da Lei, dever de motivação e precedentes do próprio Poder Executivo), econômicos (equivalência do valor-base entre os dois caminhos, custos de transição e subinvestimento no fim da outorga), técnico-operacionais (segurança de barragens, operação coordenada do sistema e licença social) e de experiência comparada (continuidade do operador como resultado predominante). |

Fonte: Elaboração própria.

### 7.1 Interpretação do GESEL-UFRJ sobre a Lei

Como se sabe, o art. 175 da Constituição Federal exige licitação para a delegação de serviços públicos e remete à lei a disciplina do caráter especial do contrato de

concessão e de sua prorrogação (parágrafo único, inciso I). A Constituição também prevê que o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, bens da União (art. 20, inciso VIII), depende de concessão ou autorização na forma da lei (art. 176, § 1º) e a Lei nº 9.074/1995 cuidou de dispor que as concessões e autorizações de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos dela própria e da Lei nº 8.987/1995 (art. 4º, *caput*). A prorrogação de outorgas de energia elétrica, portanto, é instituto previsto na Constituição e disciplinado em lei, sendo a Lei nº 15.269/2025 a mais recente manifestação dessa disciplina.

Firmado que a prorrogação é juridicamente admitida, cabe examinar como a Lei nº 15.269/2025 organizou a escolha entre os dois caminhos. O art. 1º-A da Lei nº 12.783/2013 prescreve que o Poder Concedente poderá prorrogar ou licitar. A redação confere discricionariedade e o GESEL-UFRJ não propõe lê-la como se instituísse um direito subjetivo à prorrogação. A questão relevante para a Consulta Pública nº 233/2026, contudo, é outra: como o regulamento deve estruturar o exercício dessa discricionariedade, de modo que seja exercida de forma previsível, isonômica e motivada e em conformidade com o interesse público.

A arquitetura da Lei oferece a primeira resposta. O art. 1º-B regula a prorrogação em detalhe, com condições obrigatórias, regime de exploração, forma de cálculo do valor e destinação dos recursos. O art. 8º, na redação da Lei nº 15.269/2025, dispõe que as outorgas de geração que não forem prorrogadas, nos termos da Lei, serão licitadas. A licitação aparece, assim, como consequência da não prorrogação. A Lei não a erigiu em regra autônoma da qual a prorrogação fosse exceção. O art. 11, por sua vez, atribui à concessionária a iniciativa do requerimento de prorrogação, com antecedência mínima de 36 meses, e os arts. 12 a 14 disciplinam a antecipação dos efeitos da prorrogação e a contagem do novo prazo. O desenho legal é o de um procedimento que começa pelo pedido do titular e que desemboca na licitação apenas quando a prorrogação não ocorre.

De outro lado, a Lei equiparou integralmente as condições econômicas dos dois caminhos (art. 8º, § 3º): o valor estimado da concessão é pago por inteiro tanto na prorrogação quanto na licitação, a energia é de livre disposição em ambos, o risco hidrológico é do titular em ambos e a garantia física é recalculada em ambos. Com isso, o legislador neutralizou a objeção clássica às prorrogações, segundo a qual elas sacrificariam a renda que o certame revelaria. Para a CDE e para o consumidor, as duas alternativas são equivalentes quanto ao valor-base, mas diferem no risco, no custo e na qualidade da transição.

A segunda resposta vem do direito administrativo geral. A discricionariedade, como se sabe, é um dever-poder cujo exercício está vinculado à finalidade da lei e sujeito ao dever de motivação. A Lei nº 9.784/1999 exige que os atos administrativos sejam motivados, com a indicação dos fatos e fundamentos

jurídicos, quando neguem, limitem ou afetem direitos ou interesses (art. 50, inciso I), e impõe à Administração a observância dos princípios da razoabilidade, da proporcionalidade, da segurança jurídica, do interesse público e da eficiência (art. 2º, *caput*).

A Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro, com a redação da Lei nº 13.655/2018, acrescenta que não se decidirá com base em valores jurídicos abstratos sem que sejam consideradas as consequências práticas da decisão e a motivação demonstrará a necessidade e a adequação da medida, inclusive em face das possíveis alternativas (art. 20, *caput* e parágrafo único). O art. 30 da mesma Lei determina que as autoridades públicas atuem para aumentar a segurança jurídica na aplicação das normas, inclusive por meio de regulamentos.

Aplicados ao caso, esses dispositivos conduzem a uma conclusão: a escolha entre prorrogar e licitar não pode ser feita caso a caso, sem critérios conhecidos de antemão, nem pode ignorar as consequências práticas de cada alternativa. O regulamento é o instrumento adequado para fixar esses critérios e a própria NT 39 reconhece, no item 4.120, que o desenho contratual deve ser suficientemente objetivo para as novas necessidades do setor e flexível o bastante para acomodar desafios futuros.

A terceira resposta está na prática recente do próprio Poder Executivo. Para o segmento de distribuição, o Decreto nº 12.068/2024 condicionou a prorrogação das concessões à demonstração do serviço adequado, aferido por critérios objetivos de continuidade do fornecimento e de gestão econômico-financeira (art. 2º), fixou procedimento e prazos (arts. 7º a 9º) e reservou a licitação às concessões não prorrogadas ou extintas (art. 13).

Trata-se, na leitura da própria NT 39 (item 4.15), de um modelo em que se faculta a prorrogação a quem atende aos requisitos mínimos de qualidade e no qual a licitação é a resposta para os casos de inadequação. Para o segmento de transmissão, o Decreto nº 11.314/2022 fez a opção inversa, com a licitação como caminho preferencial, e a NT 39 explica o porquê (item 4.16): os impactos de eventual inadequação são mitigados pela integração da Rede Básica e a adequação regulatória do segmento é, nas palavras da própria Nota Técnica, notória, com transferência de ativos entre concessionárias e inclusão em novos certames.

A NT 39 reconhece, no item 4.21, que a geração tem características próprias, distintas das verificadas na distribuição e na transmissão. A pergunta que se coloca é, então, a qual dos dois paradigmas a geração hidrelétrica mais se aproxima quanto ao que importa para a decisão: o custo e o risco da substituição do operador. As características do segmento, examinadas nas subseções seguintes, aproximam-no da distribuição: ativos específicos e insubstituíveis, operação que depende do conhecimento acumulado sobre estruturas civis, hidrologia e equipamentos, obrigações de segurança de barragens que recaem

sobre o operador, uso múltiplo dos reservatórios, relações consolidadas com as comunidades do entorno e necessidade de investimentos de longo prazo em modernização e ampliação.

Vale examinar, nesse contexto, as ponderações listadas pela NT 39 no item 4.22. Das oito, três pesam a favor da prorrogação (transição operacional, continuidade e antecipação do pagamento), ainda que a Nota Técnica registre, para a primeira, a possibilidade de período de transição e de critérios de habilitação no certame; duas são neutras (adequação regulatória e investimentos não amortizados, que a Nota Técnica reconhece aplicáveis a ambos os caminhos); e três são atribuídas à licitação (excedente econômico, atualização e inovação e transparência).

As três ponderações atribuídas à licitação merecem exame. O excedente econômico que a licitação revelaria por meio da competição já está, em grande medida, capturado pela onerosidade plena imposta pelo art. 1º-B, calculada por metodologia regulamentada e sujeita ao acompanhamento do Tribunal de Contas da União (TCU). O que resta ao certame é a possibilidade de ágio sobre o valor mínimo, ganho incerto, que depende do número de licitantes e da disponibilidade de capital para disputar vários ativos em prazo curto e que, como se demonstra na Subseção 7.2, tende a ser consumido pelos custos de transição, pelo desconto que o entrante aplica por assimetria de informação e pelo subinvestimento do incumbente nos anos finais.

A atualização e a inovação, como a própria Nota Técnica admite, podem ser exigidas como condicionantes da prorrogação e os incumbentes já conduzem projetos de modernização e ampliação, cujo exemplo mais recente é a ampliação da UHE Salto Santiago, reconhecida pela ANEEL como geradora de benefícios sistêmicos (Voto-Vista do Diretor Gentil Nogueira de Sá Júnior, Processo nº 48500.900001/1997-09, 16ª Reunião Pública Ordinária de 2026). A transparência, por fim, é assegurada pela publicidade da metodologia e dos parâmetros de cálculo, pela consulta pública da minuta contratual (item 4.141) e pelo controle externo, sem depender da realização de um leilão.

Resta a objeção, recorrente no debate público, de que a licitação é a regra constitucional e a prorrogação, a exceção. A leitura é correta para a outorga original e é por isso que todas as usinas em questão foram concedidas mediante licitação ou procedimentos previstos em lei. Para o termo final da outorga, porém, o constituinte remeteu a matéria à lei (art. 175, parágrafo único, inciso I) e a lei, no caso, previu os dois caminhos em pé de igualdade econômica.

O Superior Tribunal de Justiça, ao julgar o MS nº 20.432/DF, impetrado por concessionária que pretendia a prorrogação nas condições do contrato original, denegou a segurança por inexistência de direito líquido e certo e afirmou a prevalência das condições fixadas pela Lei nº 12.783/2013 sobre as cláusulas contratuais, reconhecendo ao Poder Concedente a definição das condições em que a prorrogação se dá. O precedente confirma que o conteúdo da prorrogação é

matéria de lei e de regulamento, sendo precisamente esse o ponto que o GESEL-UFRJ propõe que seja incorporado ao regulamento: a prorrogação será o caminho ordinário para quem cumpre os requisitos objetivos e a licitação será adotada quando a atual concessionária não cumprir os requisitos e as obrigações postos pelo Poder Concedente.

O TCU, ao examinar em 2015 a prorrogação das concessões de distribuição por 30 anos, não lhe opôs óbices, por entender que a licitação simultânea de todas as concessões traria riscos maiores à continuidade do serviço e que os motivos do Poder Concedente eram compatíveis com a discricionariedade legal, recomendando a adoção de critérios que impedissem a permanência de concessionárias inadequadas, o que foi atendido pela exigência de metas definidas pela ANEEL (Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário, TC 003.379/2015-9). Em 2026, a Corte acompanhou, sem opor óbices, a prorrogação da concessão de distribuição da Light sob o Decreto nº 12.068/2024 (TC 001.123/2026-2). O controle externo convive, assim, com a prorrogação quando ela decorre de critérios objetivos, previamente definidos e verificáveis.

Há, ainda, um argumento de coerência. Nos processos recentes em que o Poder Concedente decidiu sobre o destino de hidrelétricas existentes, a solução adotada foi a renovação onerosa: as 22 usinas da Eletrobras receberam novas outorgas de 30 anos na desestatização (Lei nº 14.182/2021) e as usinas da Cesp, da CEEE e da Copel foram objeto de novos contratos de 30 anos associados à transferência de controle (Decreto nº 9.271/2018), com pagamento de bonificação pela outorga calculada pelo valor presente líquido adicional do novo contrato.

A NT 39 toma precisamente esses casos como paradigma da metodologia de valoração (itens 4.88 a 4.90). Portanto, seria incoerente que, tendo aceitado a renovação onerosa como solução para as usinas sob controle estatal, o Poder Concedente passasse a tratar a licitação como regra para as usinas sob controle privado que prestam um serviço adequado. A isonomia (art. 5º, *caput*, da Constituição Federal), a impessoalidade (art. 37, *caput*) e a segurança jurídica recomendam um tratamento uniforme.

Em resumo, a interpretação do GESEL-UFRJ é a seguinte. A Lei nº 15.269/2025 admite os dois caminhos e remete ao regulamento a definição de como escolher entre eles. O regulamento deve estabelecer, como diretriz, que a concessão será prorrogada quando o titular a requerer no prazo do art. 11 da Lei nº 12.783/2013, demonstrar a prestação de serviço adequado, por critérios objetivos definidos pela ANEEL, e aceitar as condições do art. 1º-B e as fixadas no ato de prorrogação. A licitação do art. 8º, por sua vez, será adotada quando não houver requerimento tempestivo ou, mesmo havendo, quando o titular não atender aos requisitos. Essa formulação confere uma decisão previsível, isonômica e motivada.

### 7.2 Razões econômicas para a prioridade da prorrogação

A primeira razão econômica é a equivalência de valor entre os dois caminhos, já mencionada. Como o art. 1º-B impõe o pagamento integral do valor estimado da concessão na prorrogação e como o art. 8º, § 3º, estende as mesmas condições à licitação, a receita-base para a CDE é a mesma nos dois casos. A diferença potencial está no ágio que um leilão poderia gerar acima do valor mínimo. Esse ágio, contudo, é incerto e tende a ser pequeno quando se consideram três fatores.

O primeiro é a concentração temporal dos vencimentos, uma vez que 9,5 GW vencem entre 2030 e 2032 (NT 39, item 4.25), e a disputa simultânea por vários ativos de grande porte, quando a disponibilidade de capital para disputá-los é limitada, o que tende a reduzir o número de licitantes por certame e o valor das propostas. O segundo é a assimetria de informação, considerando que o entrante não conhece o estado real das estruturas civis, dos equipamentos e das contingências de cada usina e aplica um desconto a essa incerteza, ao passo que o incumbente, que conhece o ativo, está em condições de pagar um valor mais próximo do valor econômico pleno. O terceiro é o custo da transição, que inclui a apuração e a liquidação das indenizações, a operação assistida, a reorganização das equipes e o risco de litígios, custos que não existem na prorrogação.

A segunda razão é o problema do subinvestimento nos anos finais da concessão. Sem a expectativa de prorrogação, o titular tem incentivo a realizar apenas os gastos indispensáveis ao cumprimento do contrato, postergando modernizações e ampliações cujo retorno não se completaria no prazo remanescente. Esse problema de fim de contrato é tanto mais relevante quanto mais longo for o período de indefinição.

Deste modo, a diretriz de prorrogação preferencial, ao reduzir a incerteza, preserva o alinhamento de interesses entre o titular e o sistema e mantém o incentivo a investir, inclusive nas obras de repotenciação, modernização digital e usinas reversíveis que o planejamento setorial vem identificando como necessárias (NT 39, itens 4.107 a 4.114). A licitação, ao contrário, interrompe esse alinhamento e transfere ao entrante um ativo cujo ciclo de investimentos foi deliberadamente contido.

A terceira razão diz respeito a quem paga. Para as concessões com vencimento até 2032, que formam o universo da Consulta Pública nº 233/2026, a totalidade dos recursos é destinada à CDE (art. 1º-B, § 8º), em benefício da modicidade tarifária. Apenas para as outorgas posteriores é que metade do valor da outorga irá ao Tesouro, como registra o item 4.34 da Nota Técnica. Não há, nesse universo, receita fiscal em disputa e o argumento arrecadatório, que costuma ser invocado em favor dos leilões, perde relevância.

A pergunta correta passa a ser qual caminho maximiza o benefício líquido para o consumidor e a resposta deve considerar não apenas o valor pago, mas também

os custos de transição, o risco de insucesso de certames e os efeitos sobre o investimento. O argumento de que investir dinheiro novo em ativos velhos, com o pagamento de elevadas bonificações por entrantes, seria vantajoso para o Tesouro não se sustenta quando o destinatário dos recursos é a própria conta setorial paga pelos consumidores e os custos da troca de operador recaem, ao fim, sobre o sistema.

### 7.3 Razões técnicas e operacionais

Do ponto de vista operacional, cada usina hidrelétrica é um ativo singular. Suas estruturas civis (barragem, vertedouro, tomada d'água e casa de força) foram projetadas há décadas, com premissas hidrológicas, geotécnicas e tecnológicas próprias e o conhecimento sobre o seu comportamento é acumulado pelo operador ao longo de anos de monitoramento, instrumentação, intervenções e eventos. A Política Nacional de Segurança de Barragens (Lei nº 12.334/2010) atribui ao empreendedor a responsabilidade pelo plano de segurança, pelas inspeções, pelas revisões periódicas e pelo plano de ação de emergência e a NT 39 corretamente coloca a segurança de barragens no centro do conceito de serviço adequado (itens 4.105 e 4.106). A substituição do operador interrompe essa memória técnica, ainda que mitigada por um período de operação assistida, cuja duração nos certames anteriores foi de até seis meses, um prazo curto para estruturas dessa complexidade.

O mesmo vale para a operação eletroenergética. As usinas do universo em exame integram cascatas e bacias operadas de forma coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que reparte o risco hidrológico entre as usinas, e prestam, atualmente, serviços de controle de frequência, suporte de reativos, reserva operativa e autorrestabelecimento. O histórico operacional de cada máquina, as rotinas de manutenção e a relação com o ONS são ativos intangíveis que se perdem ou se degradam na transição.

Há, ainda, a dimensão socioambiental. Os reservatórios são bens de uso múltiplo, regidos pela Lei nº 9.433/1997, e as usinas mantêm, com os municípios e as comunidades do entorno, uma rede de obrigações e programas que vai além das condicionantes do licenciamento, como programas de monitoramento ambiental, de apoio à pesca e à agricultura, de educação e de desenvolvimento local, muitos deles voluntários, construídos ao longo de décadas e pactuados com as populações locais. Essa licença social para operar, que não consta nos balanços, é parte do serviço que as usinas prestam ao território. A ruptura contratual coloca em risco a continuidade desses compromissos e abre espaço para conflitos que o regulamento deveria evitar.

São exemplos desses compromissos os programas de monitoramento limnológico e da qualidade da água, de manejo e repovoamento da ictiofauna, de apoio à pesca e à agricultura familiar no entorno dos reservatórios, de educação ambiental e de recuperação e conservação das áreas de preservação permanente, mantidos pelas concessionárias ao longo de décadas e, em muitos casos, para além das exigências do licenciamento. A continuidade desses programas depende da permanência de quem os pactuou com as comunidades e o regulamento deve assegurar a sua manutenção e atualização no novo ciclo contratual.

As obrigações que a NT 39 pretende incluir nos novos contratos (estudos de viabilidade, modernização, serviços de flexibilidade e adequação regulatória) são mais bem cumpridas por quem conhece o aproveitamento. A ampliação da UHE Salto Santiago, já mencionada, ilustra o ponto: o projeto original contemplava a instalação futura de duas unidades geradoras adicionais e foi o titular, com base nesse conhecimento, que formulou o pedido de ampliação cujos benefícios de potência, flexibilidade, inércia e suporte de reativos foram reconhecidos pelo ONS e pela Procuradoria Federal junto à ANEEL (Parecer nº 00078/2026/PFANEEL/PGF/AGU).

### 7.4 Experiências internacionais

A experiência internacional não oferece uma receita única e seria imprudente transpor modelos sem considerar as diferenças de matriz, de propriedade dos ativos e de arcabouço institucional. Ainda assim, duas observações se impõem. A primeira é que, nos sistemas maduros com forte presença hidrelétrica, a continuidade do operador é o resultado predominante ao término das outorgas. A segunda é que, onde a competição pelo mercado é o princípio declarado, como na União Europeia, a sua aplicação às hidrelétricas existentes tem sido lenta, contenciosa e, na prática, acompanhada de soluções que preservam o operador com contrapartidas.

Nos Estados Unidos, as usinas hidrelétricas não federais operam sob licenças da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), emitidas com fundamento no *Federal Power Act*. Ao término da licença, o caminho ordinário é o relicenciamento, uma vez que a seção 15 da lei determina que a nova licença tenha prazo de 30 a 50 anos e manda a Comissão considerar o histórico de conformidade do licenciado. A política adotada pela FERC, em 2017, fixou o prazo-padrão de 40 anos para as novas licenças, justamente para permitir a recuperação dos investimentos exigidos no relicenciamento. Na prática, as novas licenças são concedidas ao próprio titular, condicionadas a investimentos de modernização e a medidas ambientais negociadas com os órgãos federais e estaduais, com as tribos e com as organizações civis, por meio de acordos que a Comissão incorpora à licença.

Dois exemplos de usinas de grande porte da bacia do Rio Columbia ilustram esse padrão. O projeto *Priest Rapids*, do *Grant County Public Utility District* (1.893 MW, duas barragens), teve a licença original de 1955 vencida em 2005 e, em abril de 2008, recebeu uma nova licença de 44 anos, concedida ao mesmo titular e condicionada a obras de passagem de peixes e de modernização estimadas em mais de US$ 1 bilhão ao longo do prazo. A usina *Boundary*, da *Seattle City Light* (1.040 MW), foi relicenciada em março de 2013 por 42 anos, também ao mesmo titular, com base em um acordo abrangente de medidas ambientais, firmado com os órgãos e as comunidades interessadas. Nos dois casos, as usinas continuaram a operar no intervalo entre o vencimento e a nova licença, por meio de licenças anuais emitidas ao próprio titular, sem a interrupção do serviço.

No Canadá, onde a hidroeletricidade responde por mais da metade da geração e os ativos pertencem majoritariamente a empresas estatais provinciais, a competência sobre o uso da água e sobre as licenças é das províncias e a regra é a renovação dos direitos ao próprio titular. Em Manitoba, a *Water Power Act* limita as licenças definitivas a 50 anos e prevê a sua renovação a pedido do titular. A *Manitoba Hydro* requereu, em 2010, a renovação por 50 anos da licença da usina *Kelsey* (316 MW), cuja licença de 1965 venceu em 2014, e a usina de *Pointe du Bois*, em operação desde 1911, tramita a sua quinta renovação. Em ambos os casos, as usinas seguiram operando sob licenças de extensão de curto prazo, com as mesmas condições, enquanto a renovação é instruída, mediante o pagamento de rendas anuais pelo uso da água e das terras.

Na Colúmbia Britânica, a *BC Hydro* requereu entre 2017 e 2018, sob a *Water Sustainability Act*, a renovação das licenças de uso de água de usinas como *Shuswap Falls*, *Alouette*, *La Joie* e *Bridge*, sem a alteração das condições vigentes e parte de suas licenças não tem termo final. No Quebec, a *Hydro-Québec* explora as forças hidráulicas do domínio público sem um prazo contratual predeterminado, mediante o pagamento de *royalties* hidráulicos à província. Em nenhuma dessas jurisdições o vencimento da licença de uma usina em operação dá lugar, como regra, à disputa pelo ativo entre operadores.

Na União Europeia, o princípio geral é a abertura à concorrência: a Diretiva 2014/23/UE exige um procedimento competitivo, transparente e não discriminatório para a atribuição de concessões e a Comissão Europeia enviou, em 7 de março de 2019, notificações para cumprir a oito Estados-membros (Alemanha, Áustria, França, Itália, Polônia, Portugal, Reino Unido e Suécia), por regimes de atribuição ou renovação de concessões hidrelétricas considerados incompatíveis com o direito da União. A prática, contudo, revela o peso dos elementos estratégicos e a prevalência de soluções que preservam o operador.

Na França, as concessões começaram a vencer em 2011 e, em sua quase totalidade, não foram relicitadas. As usinas permaneceram sob a operação da concessionária original, em regime de prorrogação tácita (*délais glissants*), enquanto o Estado

negociava com a Comissão Europeia. A solução veio com a Lei nº 2026-554, de 29 de junho de 2026, que substituiu o regime de concessão pelo de autorização para as instalações acima de 4,5 MW, conferiu às atuais concessionárias um direito real sobre as instalações por 70 anos e, como contrapartida concorrencial, obrigou a EDF a disponibilizar a terceiros, por leilões supervisionados pelo regulador, capacidade hidrelétrica virtual equivalente a pelo menos 40% da capacidade instalada francesa. Assim, em 1º de outubro de 2026, a Comissão Europeia encerrou os dois procedimentos que mantinha contra a França.

Em Portugal, o Estado prorrogou, em 2007, as concessões de 27 centrais hidrelétricas da EDP, no contexto da cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, mediante o pagamento de € 759 milhões, calculados como a diferença entre o valor de mercado da exploração até o fim do prazo alargado e o valor residual do investimento. A Comissão Europeia concluiu, em 2017, que a operação não constituía auxílio de Estado, sem apreciar a sua conformidade com as regras de contratação pública (Decisão (UE) 2017/1592). Na Alemanha, o procedimento aberto em 2019 foi arquivado pela Comissão em setembro de 2021, mantidos os regimes estaduais que admitem a renovação a requerimento da concessionária.

Dessas experiências extraem-se lições compatíveis com a posição aqui defendida. A continuidade é a regra de fato nos sistemas comparáveis ao brasileiro em porte e dependência hídrica. Onde a competição é o princípio, ela tem sido conciliada com a permanência do operador por meio de remédios concorrenciais, sem substituição do titular. Em todos os casos, a renovação é condicionada a contrapartidas como investimentos de modernização, medidas ambientais e pagamento ao poder público.

O regime do art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013, com onerosidade plena e obrigações de modernização, é tão ou mais exigente do que os regimes de renovação das experiências internacionais examinados, o que reforça a adequação da prorrogação como caminho preferencial. Vale notar, ainda, que o contexto europeu, de integração de um mercado comum entre os Estados-membros, com regimes assimétricos e incumbentes estatais, é distinto do brasileiro, cujo universo de usinas vincendas é privado e pulverizado, como se demonstra na Subseção 12.4.

### 7.5 Resposta às perguntas 1 e 2 e proposta de diretriz

Em resposta à pergunta 1, os argumentos para não aplicar a alternativa de licitar, nos casos em que o titular requer a prorrogação, presta serviço adequado e aceita as condições legais, são: (i) a equivalência do valor-base pago nos dois caminhos, que esvazia o argumento arrecadatório, somada à incerteza do ágio em certames

simultâneos com capital escasso e assimetria de informação; (ii) os custos e riscos da transição, inclusive para a segurança de barragens e para a operação coordenada do sistema; (iii) o subinvestimento nos anos finais da outorga induzido pela incerteza; (iv) a perda da licença social e dos programas socioambientais construídos com as comunidades locais; (v) a coerência com o tratamento dado às usinas estatais na desestatização da Eletrobras e nas privatizações do Decreto nº 9.271/2018; e (vi) a experiência internacional, na qual a continuidade do operador é o resultado predominante.

Em resposta à pergunta 2, os argumentos para não aplicar a alternativa de prorrogar são, a juízo do GESEL-UFRJ, os seguintes: (i) ausência de requerimento tempestivo do titular; (ii) não demonstração do serviço adequado, aferida por critérios objetivos previamente definidos, em especial o descumprimento reiterado das normas de segurança de barragens ou de disponibilidade das unidades geradoras; (iii) recusa do titular às condições do art. 1º-B ou ao ato de prorrogação; e (iv) existência de processo de caducidade com decisão definitiva desfavorável.

Com base nesses fundamentos, o GESEL-UFRJ propõe que o regulamento adote a seguinte diretriz: as outorgas de geração hidrelétrica de que trata o art. 1º-A da Lei nº 12.783/2013 serão prorrogadas, nos termos do art. 1º-B, quando o titular requerer a prorrogação no prazo do art. 11, demonstrar a prestação do serviço adequado, segundo critérios objetivos definidos pela ANEEL, e aceitar expressamente as condições legais e as estabelecidas no ato de prorrogação. Por sua vez, a licitação de que trata o art. 8º será realizada quando não houver requerimento tempestivo ou quando não forem atendidos os requisitos.

Na hipótese de licitação, o titular que preste serviço adequado poderá permanecer responsável pela exploração até a assunção pelo novo outorgado, nos termos do art. 9º da Lei nº 12.783/2013, cabendo ao regulamento assegurar que essa exploração transitória se dê nas condições do contrato vigente, e participará do certame em igualdade de condições, com a manutenção dos programas socioambientais em curso como obrigação de quem vier a assumir a usina.

## 8. PERGUNTA 3: ANTECIPAÇÃO DO PRAZO FINAL DA CONCESSÃO

A pergunta 3 indaga em quais situações há justificativa para antecipar o prazo final da concessão, nos termos do art. 12 da Lei nº 12.783/2013. O dispositivo autoriza o Poder Concedente a antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual e o art. 14, inciso II, determina que, nesse caso, o novo prazo conte a partir do primeiro dia do mês subsequente à assinatura do contrato ou termo aditivo. O art. 13, na redação da Lei nº 15.269/2025, acrescenta que, na antecipação, o Poder Concedente definirá os pagamentos de

quota anual à CDE e pela outorga. A NT 39 propõe que não haja antecipação do fim do prazo da outorga atual e que fique restrita à formalização do ato de prorrogação, com a atualização de compromissos e o imediato início dos pagamentos pelo novo período (item 4.151, diretriz 1 da prorrogação; itens 4.82 a 4.84).

A posição do GESEL-UFRJ é a de que a antecipação do termo final da outorga somente pode ocorrer por iniciativa ou com a anuência expressa do titular, nunca de forma imposta, e que, atendida essa condição, há situações em que ela serve ao interesse público e ao interesse das partes.

O fundamento da primeira proposição está na própria Lei. O art. 12, § 1º, exige que a concessionária assine o termo aditivo em até 30 dias contados da convocação e o § 2º comina ao descumprimento desse prazo a impossibilidade da prorrogação a qualquer tempo. Essa regra não pode ser lida como autorização para impor a antecipação. O contrato vigente é ato jurídico perfeito (art. 5º, inciso XXXVI, da Constituição Federal) e a supressão de parte do seu prazo sem a concordância do titular equivaleria a uma encampação parcial, que a Lei nº 8.987/1995 só admite mediante lei autorizativa específica e prévio pagamento da indenização (art. 37). A própria Nota Técnica, no item 4.84, e o Decreto nº 12.068/2024, no art. 10, partem do requerimento da concessionária como pressuposto da antecipação. O regulamento deve, assim, explicitar que a antecipação depende de requerimento ou de concordância expressa do titular e a recusa de proposta de antecipação formulada pelo Poder Concedente não prejudica o requerimento de prorrogação apresentado nos termos do art. 11.

Atendida essa condição, a antecipação pode se justificar, a juízo do GESEL-UFRJ, nas seguintes situações. A primeira é a existência de investimentos de modernização, repotenciação ou ampliação, inclusive de usinas reversíveis, identificados nos estudos de viabilidade de que trata a NT 39 ou em processos já instruídos na ANEEL, cujo prazo de amortização não cabe no período remanescente da outorga atual. Nesse caso, a antecipação permite que as obras comecem antes, com a segurança do novo prazo, em benefício do sistema.

A segunda é a existência de contratos de comercialização de energia no ACR cuja redução ou rescisão antecipada interesse às partes. O art. 12, § 3º, já prevê que, na antecipação, a concessionária promoverá a redução nos montantes contratados dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) de energia existente vigentes, conforme regulamento. Em um contexto de sobrecontratação das distribuidoras e de abertura do mercado, a antecipação pode viabilizar, por acordo entre geradora, distribuidoras e ANEEL, a rescisão ou redução de contratos legados, com a liberação de energia para o ACL e o alívio da sobrecontratação regulada, solução que atende simultaneamente ao titular, às distribuidoras e aos consumidores.

A terceira é a conveniência de uniformizar os termos finais de usinas em cascata ou de um mesmo titular, de modo a organizar a transição regulatória e a operação integrada. Por fim, a quarta é a antecipação do fluxo de pagamentos à CDE, que pode interessar ao Poder Concedente para fins de modicidade tarifária, desde que compensada no valor da outorga.

Em resposta à pergunta 3, a antecipação do prazo final da outorga justifica-se quando requerida ou aceita pelo titular e quando servir a um dos propósitos indicados.

## 9. PERGUNTA 4: PRAZO DA NOVA CONCESSÃO

A pergunta 4 indaga se a concessão por prazo diferente de 20 anos faz sentido em condições específicas. A NT 39 propõe o prazo de 20 anos como referência geral, podendo ser reduzido a critério do Poder Concedente (item 4.151, diretriz 6 comum), com a justificativa de que, por se tratar de empreendimentos construídos e em operação, a fixação rígida de 30 anos pode não ser a alternativa mais adequada (itens 4.56 e 4.57). A posição do GESEL-UFRJ é a de que o prazo de referência deve ser de 30 anos, limite fixado pela Lei, e que prazos inferiores devem ser admitidos apenas a pedido do titular ou com a sua concordância, em hipóteses motivadas.

Primeiramente, vale relembrar que o art. 1º-B, § 1º, inciso VI, da Lei nº 12.783/2013, estabelece o prazo de até 30 anos, sem vincular a sua fixação à amortização de investimentos. A regra anterior era diferente: o art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995, na redação da Lei nº 10.848/2004, vinculava o prazo original das concessões de geração anteriores a 11 de dezembro de 2003 à amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, e admitia prorrogação por até 20 anos, a critério do Poder Concedente. Para as usinas hidrelétricas com capacidade superior a 50.000 kW desse universo, o dispositivo deixou de ter aplicação autônoma, pois a Lei nº 15.269/2025 regulou inteiramente a matéria no art. 1º-B (art. 2º, § 1º, da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro).

O legislador de 2025 conhecia o limite de 20 anos e optou por 30. Não há, na Lei nova, qualquer sinal de que o prazo máximo deva ser reservado a situações excepcionais. Ao contrário, o mesmo prazo de 30 anos foi o adotado nas prorrogações de 2012 (art. 1º da Lei nº 12.783/2013), nos leilões de 2014 a 2017 (art. 8º), nas desestatizações do Decreto nº 9.271/2018 e na desestatização da Eletrobras (Lei nº 14.182/2021), casos que a própria Nota Técnica reconhece como aderentes (item 4.55).

Portanto, a adoção de 20 anos como padrão seria uma inovação em relação a todos os precedentes e a Nota Técnica não apresenta os motivos que a justificariam,

além da menção ao caráter *brownfield* dos ativos, que era igualmente presente nos precedentes.

No plano econômico, o interesse público e o interesse do titular caminham juntos. O valor estimado da concessão corresponde ao valor presente líquido do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo prazo (NT 39, itens 4.89 a 4.91). Quanto maior o prazo, maior o valor da outorga e, por consequência, maior o montante destinado à CDE para a modicidade tarifária. Com 30 anos, o Poder Concedente captura hoje, na data da decisão, o valor de uma década adicional de exploração, em vez de deixá-lo para uma nova e incerta decisão daqui a 20 anos, com os mesmos custos de instrução, controle e litígio que marcam o processo atual. Esse valor, por ser um fluxo previsível destinado à CDE, pode ser antecipado por instrumentos de securitização, em benefício imediato do consumidor. A redução do prazo, ao contrário, diminui o valor capturado agora e multiplica os ciclos decisórios, cada um deles acompanhado do período de incerteza e de subinvestimento descrito na Subseção 7.2.

Pesa, também, o horizonte dos investimentos que a Nota Técnica pretende induzir. Obras de repotenciação, modernização, ampliação e conversão em usinas reversíveis têm prazos de maturação e de amortização longos e a sua inclusão como obrigação do novo contrato (itens 4.110 a 4.112) só é compatível com um prazo que permita a recuperação do capital investido. Um prazo de 20 anos, com obrigações de investimento concentradas nos primeiros anos, encurta o período de retorno e eleva o custo de capital que será refletido, em sentido inverso, no valor da outorga. A experiência internacional aponta na mesma direção: os direitos de exploração podem alcançar 75 anos em Portugal e 70 anos no novo regime francês de autorização, enquanto as licenças federais dos Estados Unidos são renovadas por prazos de 30 a 50 anos, com padrão de 40.

Há condições específicas em que um prazo diferente de 30 anos faz sentido, devendo ser previstas no regulamento. A primeira é o pedido do próprio titular, que pode preferir um prazo menor por razões de estratégia ou de capacidade de pagamento. A segunda é a harmonização dos termos finais de usinas em cascata ou de um mesmo titular, com a concordância deste, para organizar a operação integrada e os futuros processos decisórios, à semelhança do que o art. 27, § 1º, da Lei nº 9.074/1995 já admite. Em nenhuma hipótese, porém, o prazo deve ser inferior a 20 anos ou fixado unilateralmente abaixo do requerido pelo titular sem motivação específica.

Em resposta à pergunta 4: o prazo de 30 anos deve ser a regra, com prazos inferiores apenas a pedido ou com a concordância do titular, nas hipóteses indicadas.

## 10. PERGUNTA 5: DESTINAÇÃO COMPULSÓRIA DE PARCELA DA GARANTIA FÍSICA AO ACR

A pergunta 5 indaga se a destinação compulsória de parcela da garantia física ao ACR se justifica em alguma situação. A NT 39 conclui que a contratação das necessidades das distribuidoras nos leilões regulares do ACR, mediante a livre disponibilização da energia pelo gerador, é a opção mais alinhada com o modelo atual do SEB e propõe que não haja destinação compulsória (itens 4.58 a 4.61 e diretriz 7 comum). O GESEL-UFRJ concorda com a conclusão e com os fundamentos, acrescentando as razões que seguem.

A Lei nº 12.783/2013, após a Lei nº 15.269/2025, garante ao titular da concessão prorrogada a venda da energia no ACR e no ACL (art. 1º-B, § 2º) e apenas faculta ao Poder Executivo exigir um percentual mínimo destinado ao ACR (§ 3º). A faculdade existe, mas o seu exercício só se justificaria diante de uma necessidade de suprimento das distribuidoras que não pudesse ser atendida pelos mecanismos ordinários de contratação. Essa necessidade não existe no horizonte relevante. O ACL já responde por 42% do consumo de energia do país (CCEE, 2025), a Lei nº 15.269/2025 previu a sua abertura aos consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV em até 24 e 36 meses, condicionada aos requisitos do inciso II do § 17 do art. 15, da Lei nº 9.074/1995, e o problema das distribuidoras, em sua maioria, é a sobrecontratação. A própria Nota Técnica registra que, com a abertura de mercado, a expectativa é de redução do mercado das distribuidoras (item 4.60).

A destinação compulsória reproduziria, em parte, o regime de cotas que a Lei abandonou, distorceria a formação de preços nos dois ambientes e reduziria o valor da outorga, uma vez que a energia alocada compulsoriamente seria valorada a preços regulados. Assim, o efeito seria transferir para a conta das distribuidoras um custo de energia desnecessário e, ao mesmo tempo, reduzir o montante destinado à CDE. Caso surja demanda futura das distribuidoras, o instrumento adequado é o leilão de energia existente, de que trata a Lei nº 10.848/2004, do qual as usinas prorrogadas poderão participar voluntariamente, em igualdade de condições com as demais geradoras.

Em resposta à pergunta 5: a destinação compulsória de parcela da garantia física ao ACR não se justifica no momento e o regulamento deve prever que a faculdade do art. 1º-B, § 3º, somente poderá ser exercida mediante ato motivado, para atender a necessidade declarada pelas distribuidoras em leilão específico e com preço de referência de mercado, sem compulsoriedade.

## 11. PERGUNTA 6: APURAÇÃO DOS INVESTIMENTOS COMPLEMENTARES AO PROJETO BÁSICO NOS CASOS DE LICITAÇÃO

A pergunta 6 refere-se aos casos de licitação e indaga quais alternativas podem ser adotadas, além do corte temporal em anos antes do termo da outorga, para possibilitar a apuração dos investimentos complementares ao do projeto básico, ou seja, daqueles realizados ao longo da concessão atual em bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, que devem ser indenizados pelo vencedor do certame à antiga outorgada (NT 39, itens 4.68 a 4.78). A dificuldade apontada pela Nota Técnica é a de que investimentos podem e devem ser realizados até o último dia da concessão, de modo que o montante indenizável não está fechado no momento do edital.

Embora a licitação não seja o foco da contribuição, o GESEL-UFRJ registra o princípio que deve orientar a solução: os investimentos realizados em bens reversíveis ao longo da outorga, inclusive os complementares ao projeto básico, e ainda não amortizados ou depreciados devem ser integralmente indenizados, desde que realizados de maneira prudente, na forma da regulação da ANEEL (Resolução Normativa ANEEL nº 1.027/2022). O corte temporal proposto pela Nota Técnica pode ser combinado com a atualização do laudo de avaliação até o termo da concessão e com a previsão, no edital, de que a parcela apurada após o corte seja paga pelo vencedor, mediante laudo complementar homologado pela ANEEL. O essencial é que a indenização dos investimentos prudentes realizados até o último dia da concessão seja assegurada, para que o investimento não se interrompa justamente no período em que a segurança das estruturas mais exige continuidade.

Em resposta à pergunta 6: a apuração dos investimentos complementares ao projeto básico deve partir da garantia de indenização integral dos investimentos prudentes em bens reversíveis não amortizados, com laudo complementar para a parcela realizada após o corte temporal.

## 12. DEMAIS CONTRIBUIÇÕES DO GESEL-UFRJ

### 12.1 Metodologia de cálculo do valor da outorga

**(a) A metodologia proposta pela NT 39.** A Nota Técnica propõe que o valor da outorga seja calculado com base no benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo prazo, representado pelo valor presente líquido obtido pela metodologia do fluxo de caixa descontado, tomando como referência a modelagem utilizada nas desestatizações do Decreto nº 9.271/2018 e da Eletrobras (itens 4.87 a 4.92). O valor de outorga é definido pela diferença entre o

valor presente líquido do novo contrato e o do contrato existente, com parâmetros de custos de operação, manutenção e administração, custos de transporte, encargos, depreciação acumulada, valor novo de reposição, garantia física, preço de energia projetado, perdas, risco hidrológico e taxa de desconto.

A EPE estimaria o valor novo de reposição e a indenização dos ativos do projeto básico, a ANEEL informaria custos, investimentos em melhorias e encargos, a taxa de desconto seria a taxa regulatória de remuneração fixada pela Agência para o segmento de geração (item 4.96 e diretriz 5 da metodologia) e, na prorrogação, o modelo consideraria no fluxo de caixa uma parcela regulatória de investimentos em melhorias, eliminando a indenização ao término do novo prazo (itens 4.98 e 4.46).

**(b) O entendimento do GESEL-UFRJ.** O GESEL-UFRJ concorda com a adoção do fluxo de caixa descontado e do valor presente líquido como método, por ser o paradigma consolidado nos processos recentes e conhecido do TCU, mas entende que quatro parâmetros determinam o resultado e precisam ser disciplinados no próprio regulamento, em vez de deixados a definições posteriores: (i) o preço da energia projetado, (ii) o risco hidrológico, (iii) o valor dos investimentos não depreciados ou amortizados e (iv) a taxa de desconto.

(i) Preço da energia projetado. A projeção deve partir das curvas de preço observadas no mercado e das projeções oficiais, como a projeção do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Custo Marginal de Operação (CMO) dos programas mensais de operação do ONS, com horizonte compatível com o prazo da outorga e tratamento explícito da convergência de longo prazo. Médias históricas de curto prazo não refletem a expectativa de mercado e devem ser afastadas.

(ii) Risco hidrológico do gerador. Com a assunção integral do risco hidrológico e a vedação da repactuação da Lei nº 13.203/2015, o fluxo de caixa deve incorporar a expectativa e a volatilidade do fator de ajuste do MRE, cujo valor esperado tem sido inferior à unidade na última década, além dos efeitos das revisões de garantia física.

(iii) Valor dos investimentos não depreciados e não amortizados. O valor novo de reposição, nos termos do art. 1º-B, §§ 4º e 5º, da Lei nº 12.783/2013, deve ser integralmente deduzido do valor da outorga, assim como a parcela regulatória de investimentos em melhorias e os investimentos de modernização e ampliação exigidos pelo novo contrato, de modo que a outorga reflita o fluxo líquido das obrigações impostas.

(iv) Taxa de desconto. A taxa regulatória de remuneração fixada pela ANEEL para a geração foi concebida para o regime de cotas, em que a

> receita é regulada, o risco de preço e o risco hidrológico são dos consumidores e o retorno é assegurado por tarifa. Não pode, portanto, ser aplicada a um fluxo de caixa de produtor independente, que assume os riscos de preço, lastro, hidrologia, disponibilidade e estratégia comercial, como a própria NT 39 reconhece no item 4.44. A taxa deve refletir o custo de capital de um gerador hidrelétrico no mercado, apurado por metodologia transparente e com prêmio de risco compatível com o regime de produção independente. O uso de uma taxa subestimada eleva artificialmente o valor da outorga, torna a prorrogação inviável para o titular, induz certames sem interessados ao preço mínimo e, no limite, conduz à operação precária que a Nota Técnica pretende evitar.

Convém, ainda, que o regulamento avalie a forma de pagamento proposta (50% à vista e o restante em até cinco parcelas anuais) e alternativas de diluição compatíveis com o fluxo de caixa das usinas e que os parâmetros da metodologia sejam submetidos à consulta pública específica antes da aplicação a cada bloco anual de usinas, com o acompanhamento do TCU, como ocorreu nas desestatizações.

### 12.2 Obrigações do novo contrato

O GESEL-UFRJ concorda com a NT 39 quando esta afirma que o novo ciclo contratual deve ser utilizado para atualizar as obrigações, reavaliar o aproveitamento energético e induzir ganhos de segurança e eficiência (itens 4.101 a 4.104), bem como quando reconhece que as diretrizes devem incentivar investimentos sem serem tão minuciosas a ponto de limitar a atuação da ANEEL (item 4.120). Deste modo, o GESEL-UFRJ concorda com a atualização dos contratos e apresenta quatro considerações sobre o seu conteúdo.

A consideração inicial é de ordem geral. Toda obrigação adicional tem custo, que será refletido no fluxo de caixa do novo contrato e, por consequência, no valor da outorga. Obrigações de modernização, estudos, adequação regulatória e prestação de serviços reduzem, na exata medida do seu custo, o montante que o titular pode pagar à CDE. Não há obrigação gratuita: ou ela é precificada na outorga, com redução dos recursos para a modicidade tarifária, ou é imposta sem precificação, caso em que desequilibra o contrato desde a origem.

Assim, o regulamento deve explicitar que as obrigações do novo contrato serão consideradas na metodologia de cálculo do valor da concessão e calibrar essas obrigações pelo critério da proporcionalidade, de modo a garantir a segurança das estruturas e a adequação do serviço sem transformar uma concessão de uso

de bem público em regime de produção independente em uma concessão de serviço público disfarçada.

Quanto aos estudos de viabilidade técnica e econômica, a Nota Técnica propõe que o novo contrato fixe um prazo para apresentação à ANEEL, sob pena de revogação da outorga em caso de descumprimento (item 4.110). A sanção, contudo, é desproporcional ao objeto. A revogação de uma outorga de 30 anos, pela qual o titular pagou o valor integral estimado da concessão, não pode ser a consequência do atraso na entrega de um estudo. A definição do aproveitamento ótimo é atribuição do Poder Concedente (art. 5º, §§ 2º e 3º, da Lei nº 9.074/1995) e os estudos que a subsidiam podem ser exigidos do titular como obrigação contratual, com prazo razoável e com as sanções ordinárias da Resolução Normativa ANEEL nº 846/2019, graduadas pela gravidade da infração.

Por sua vez, a obrigação de implantar as obras aprovadas (item 4.111) só pode ser exigida quando economicamente viável para o titular, com remuneração compatível e prazos ajustados ao porte do empreendimento, como a própria Nota Técnica ressalva. Deste modo, investimentos de interesse sistêmico que não se paguem pela receita de mercado do titular devem ser contratados pelos instrumentos próprios, como os leilões de reserva de capacidade.

No que diz respeito aos serviços de flexibilidade operativa e aos serviços ancilares, a Nota Técnica propõe a obrigação de avaliação do atendimento de requisitos de prestação desses serviços, a serem definidos pelo ONS com participação da ANEEL, e esclarece que o regulamento não pretende estabelecer formas de remuneração, matéria mais apropriada à regulação ou à política pública específica (itens 4.115 a 4.118). O GESEL-UFRJ concorda com a ressalva e extrai dela a consequência necessária: o novo contrato não deve impor a prestação de serviços que o marco regulatório atual não remunera.

Os serviços ancilares são, hoje, prestados e remunerados nos termos do art. 59 do Decreto nº 5.163/2004 e da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, mediante contrato com o ONS, e a potência e a flexibilidade são contratadas por meio dos leilões de reserva de capacidade, previstos na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 10.707/2021. A Lei nº 15.269/2025 reforçou esses canais, incluindo no encargo de serviços do sistema a reserva de potência operativa disponibilizada por instalações de geração hidrelétrica para atendimento dos requisitos de inércia, regulação de frequência e partida autônoma (art. 1º, § 10, inciso II, da Lei nº 10.848/2004). Além disso, a Lei passou a prever a contratação de reserva de capacidade na forma de potência ou de flexibilidade (art. 3º) e criou o mecanismo competitivo do art. 3º-E, com um adicional de remuneração para UHRs. Os serviços que o sistema valoriza têm, portanto, formas próprias de contratação e remuneração.

As hidrelétricas prorrogadas devem prestar os serviços adicionais de flexibilidade quando contratadas e remuneradas pelos mecanismos regulatórios próprios.

Uma obrigação contratual gratuita equivaleria a uma captura, sem contrapartida, de um atributo que a própria Lei reconhece como de valor crescente. O contrato pode, com propriedade, exigir que o titular mantenha a aptidão técnica das instalações para prestar tais serviços e participe dos mecanismos de contratação, o que é distinto de obrigá-lo a prestá-los sem remuneração.

Resta a verificação do serviço adequado, condição da prorrogação na proposta da NT 39 (item 4.151). Seus critérios devem ser objetivos, limitados à segurança de barragens e à disponibilidade das unidades geradoras, com regras claras de apuração, período e caracterização do descumprimento e direito a plano de regularização antes de qualquer consequência sobre a prorrogação.

### 12.3 Revisões periódicas da garantia física após a prorrogação

O art. 1º-B, § 1º, inciso V, da Lei nº 12.783/2013, incluído pela Lei nº 15.269/2025, prevê o recálculo da garantia física, sem qualquer limite de variação, com validade a partir do início da prorrogação e a sujeição a revisões periódicas. A Nota Técnica trata do recálculo inicial e conclui que não há condição regulatória adicional (itens 4.51 a 4.53). Há, porém, um ponto que o regulamento precisa explicitar.

A própria Lei nº 15.269/2025 inseriu no art. 1º da Lei nº 10.848/2004 os §§ 12 e 13, pelos quais as revisões ordinárias de garantia física das usinas despachadas centralizadamente participantes do MRE observam, para acréscimo e para redução, o limite de 5% por revisão e de 10% ao longo da vigência da outorga, limites que já constavam no art. 21, §§ 4º e 5º, do Decreto nº 2.655/1998, e que não se aplicam apenas nos casos de revisão de garantia física para fins de prorrogação de outorga ou licitação.

A ausência de limite foi reservada pela Lei, portanto, ao recálculo realizado para a prorrogação ou a licitação, de forma que as revisões periódicas subsequentes estão sujeitas aos limites gerais e a sua extensão por interpretação seria contrária à lei. O regulamento deve dizê-lo expressamente, de modo a preservar a previsibilidade e a segurança jurídica que fundamentam o cálculo do valor da outorga, assegurar um tratamento isonômico entre usinas e reduzir o prêmio de risco embutido na valoração.

### 12.4 Medidas concorrenciais

A NT 39 trata das questões concorrenciais em duas dimensões: a concorrência no mercado após o leilão, com preocupação quanto à concentração de ativos e ao poder de mercado, e a concorrência pelo mercado no próprio certame (itens 4.129

a 4.133). A Nota Técnica cogita travas ou limites de aquisição de ativos no leilão, calibrados pelo *market share* resultante dos lances (item 4.131), e a sua redação já situa essas medidas no certame. O GESEL-UFRJ concorda com essa delimitação e pede apenas que o regulamento a torne expressa, porque não há fundamento para condicionar a prorrogação a restrições de natureza concorrencial, pelas razões que seguem.

A prorrogação não altera a estrutura de mercado. Os mesmos agentes continuam a explorar os mesmos ativos, de modo que não há ato de concentração, aquisição de participação ou mudança no grau de concentração do mercado de geração. A eventual preocupação concorrencial com a renovação de outorgas, como anota a literatura, é a de que ela reduza a contestabilidade do mercado e essa preocupação é respondida, no caso, pela onerosidade plena e pelas obrigações de modernização. Assim, travas de participação nada acrescentariam.

A licitação, ao contrário, é o momento em que a estrutura pode mudar, pela aquisição de ativos por agentes já detentores de portfólios relevantes, sendo a ela que as travas devem se dirigir. O regulamento deve prever isso expressamente, para evitar que exigências concebidas para o certame sejam transportadas, por analogia, para a prorrogação.

O universo em questão, ademais, é pulverizado e pequeno em relação ao mercado. A Tabela 1, a seguir, foi elaborada a partir da base pública da ANEEL (Sistema de Informações de Geração, posição de 1º de outubro de 2026) e relaciona as 39 usinas hidrelétricas em operação com potência superior a 50 MW e outorga vencida ou a vencer até 31 de dezembro de 2032, agrupadas por titular. Para cada grupo, indicam-se a potência, a garantia física e a participação na capacidade instalada do país (220,7 GW) e na garantia física do conjunto das usinas em operação no país (99,5 GW médios), ambas apuradas na mesma base da ANEEL.

**Tabela 1. Usinas hidrelétricas com potência superior a 50 MW e outorga vencida ou a vencer até 2032, por titular: Posição de 1º de outubro de 2026**

| Titular (grupo) | Usinas | MW | GF (MW médios) | % da capacidade instalada do país | % da garantia física das usinas do país |
|---|---|---|---|---|---|
| ENGIE Brasil Energia | Salto Santiago, Salto Osório, Passo Fundo e 39,5% de Itá | 3.322 | 1.628 | 1,5% | 1,6% |
| Auren (inclusive Cesp) | Água Vermelha, Nova Avanhandava, Promissão, Bariri, Barra Bonita, Ibitinga, Euclides da Cunha, Caconde e Paraibuna | 2.699 | 1.214 | 1,2% | 1,2% |
| Cemig | Emborcação, Nova Ponte e Sá Carvalho | 1.780 | 786 | 0,8% | 0,8% |
| CTG Brasil (Rio Paranapanema) | Rosana, Taquaruçu, Jurumirim e Salto Grande | 1.054 | 461 | 0,5% | 0,5% |
| Itá Energética | 60,5% de Itá | 877 | 426 | 0,4% | 0,4% |
| Light Energia | Nilo Peçanha, Fontes Nova, Ilha dos Pombos, Pereira Passos e Santa Branca | 855 | 577 | 0,4% | 0,6% |
| Enel | Cachoeira Dourada | 658 | 375 | 0,3% | 0,4% |
| Axia Energia Norte | Balbina e Samuel | 467 | 214 | 0,2% | 0,2% |
| EDP (Energest) | Mascarenhas | 198 | 128 | 0,1% | 0,1% |
| Demais titulares (autoprodutores e geradores de menor porte) | Igarapava, Porto Estrela, Itiquira, Guilman Amorim, Jauru, Guaporé, Rondon II, Alecrim, Itupararanga e Sobragi | 1.122 | 563 | 0,5% | 0,6% |
| **Total (39 usinas)** | | **13.032** | **6.372** | **5,9%** | **6,4%** |

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANEEL (2026).

O conjunto das outorgas vincendas representa 5,9% da capacidade instalada do país, 6,4% da garantia física do conjunto das usinas em operação (ou 11,4% da garantia física do parque hidrelétrico, de 55,7 GW médios) e está distribuído entre cerca de 15 grupos econômicos. O maior titular individual, a ENGIE Brasil Energia, detém usinas que correspondem a 1,5% da capacidade instalada e a 1,6% da garantia física do país. Nenhum desses titulares tem, ou passará a ter com a prorrogação, poder de mercado no ACL, cuja dimensão já alcança 42% do consumo nacional (CCEE, 2025), ou no mercado atacadista como um todo.

A isso se somam algumas características estruturais do desenho de mercado brasileiro. A geração hidrelétrica é despachada de forma centralizada pelo ONS,

segundo a otimização eletroenergética do sistema, e não por ofertas dos agentes, a produção das usinas é compartilhada pelo MRE e o preço de liquidação das diferenças é calculado por modelos computacionais a partir do CMO.

No modelo vigente de despacho centralizado por custo, o gerador hidrelétrico não forma o preço de curto prazo por lances e a sua capacidade de reter oferta é limitada pela programação do ONS. O exercício de poder de mercado por geradores hidrelétricos, que preocupa jurisdições com despacho por ofertas, encontra pouco espaço no modelo brasileiro. Por essas razões, o GESEL-UFRJ propõe que o regulamento (i) explicite que as medidas de mitigação de poder de mercado se aplicam exclusivamente aos processos de licitação, (ii) remeta a análise de eventuais atos de concentração ao Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência, nos termos da Lei nº 12.529/2011, e (iii) não imponha às prorrogações qualquer limite, trava ou condicionante de natureza concorrencial.

## 13. SÍNTESE DAS PROPOSTAS

Diante do exposto, o GESEL-UFRJ submeteu ao MME as seguintes propostas para o regulamento das alterações promovidas pela Lei nº 15.269/2025 na Lei nº 12.783/2013:

1. Estabelecer a prorrogação como caminho preferencial para as outorgas de que trata o art. 1º-A, quando requerida no prazo do art. 11 por titular que demonstre a prestação de serviço adequado, segundo critérios objetivos, e aceite as condições do art. 1º-B, reservando a licitação do art. 8º às hipóteses de ausência de requerimento tempestivo ou de não atendimento dos requisitos. Na licitação, assegurar ao titular que preste serviço adequado a continuidade da exploração nas condições do contrato vigente até a assunção pelo novo outorgado e a participação no certame em igualdade de condições.

2. Fixar os critérios de serviço adequado para o regime de produção independente, limitados ao atendimento das normas de segurança de barragens e aos índices de disponibilidade das unidades geradoras, com período de apuração, regra de caracterização do descumprimento e direito a plano de regularização.

3. Condicionar a antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12 ao requerimento ou à concordância expressa do titular, vedada a sua imposição, e esclarecer que a recusa de proposta de antecipação não prejudica o requerimento de prorrogação, admitindo-a nas hipóteses de investimentos de longo prazo, ajuste de contratos regulados, harmonização de termos finais ou antecipação de

pagamentos à CDE, sempre com a precificação do prazo remanescente e dos valores antecipados.

4. Adotar o prazo de 30 anos como referência para as novas outorgas, admitindo prazo inferior a pedido ou com a concordância do titular, em hipóteses motivadas.

5. Manter a inexistência de destinação compulsória de energia ao ACR.

6. Explicitar que a ausência de limite de variação da garantia física aplica-se apenas ao recálculo realizado para fins de prorrogação ou licitação e que as revisões periódicas subsequentes observarão os limites do art. 1º, §§ 12 e 13, da Lei nº 10.848/2004, na redação da Lei nº 15.269/2025, refletidos no art. 21, §§ 4º e 5º, do Decreto nº 2.655/1998.

7. Disciplinar, no regulamento, os parâmetros determinantes da metodologia de cálculo do valor da concessão, como o preço de energia projetado a partir de curvas de mercado e projeções oficiais, a incorporação do risco hidrológico, a dedução integral dos investimentos não amortizados pelo valor novo de reposição e das obrigações impostas pelo novo contrato e a taxa de desconto compatível com o custo de capital de um produtor independente, em lugar da taxa regulatória do regime de cotas.

8. Calibrar as obrigações do novo contrato pela proporcionalidade e considerá-las na metodologia de cálculo do valor da concessão, substituir a sanção de revogação por descumprimento do prazo dos estudos de viabilidade pelas sanções ordinárias da regulação da ANEEL, condicionar a prestação de serviços de flexibilidade e ancilares à contratação e remuneração pelos instrumentos próprios, exigindo do titular apenas a manutenção da aptidão técnica das instalações e a participação nos mecanismos de contratação, e prever a manutenção e a atualização dos programas socioambientais em curso.

9. Restringir as medidas de mitigação de poder de mercado aos processos de licitação, remeter os atos de concentração ao Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência e não impor às prorrogações qualquer limite ou condicionante de natureza concorrencial.

10. Nos casos de licitação, assegurar a indenização integral dos investimentos prudentes em bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados, inclusive os realizados após o corte temporal, mediante laudo complementar homologado pela ANEEL e pagamento pelo vencedor do certame.

Com este Texto de Discussão, o GESEL-UFRJ torna pública a sua posição acadêmica e reitera o seu compromisso central com o aperfeiçoamento do marco

regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, firmando que em função dos desafios e incertezas impostos pelo processo de transição energética, é mais seguro e eficiente a prorrogação dos contratos de concessão, seguindo os condicionantes formulados pelo MME e aqui aprofundados e justificados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS


AGÊNCIA iNFRA. ANEEL recomenda renovar concessões de 2 hidrelétricas sob regime de cotas. Brasília, DF, 8 set. 2026. Disponível em: https://agenciainfra.com/blog/aneel-recomenda-renovar-concessoes-de-2-hidreletricas-sob-regime-de-cotas/. Acesso em: 12 out. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019. Aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência. Brasília, DF: ANEEL, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.027, de 19 de julho de 2022. Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à prorrogação das concessões de uso do bem público, à modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos e ao cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, entre outros temas. Brasília, DF: ANEEL, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022. Consolida os atos regulatórios relativos ao programa da Resposta da Demanda, à prestação de serviços ancilares e a outros temas. Brasília, DF: ANEEL, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA): base de dados abertos, posição de 1º de outubro de 2026. Brasília, DF: ANEEL, 2026. Disponível em: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel. Acesso em: 12 out. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Voto-Vista do Diretor Gentil Nogueira de Sá Júnior. Processo nº 48500.900001/1997-09 (ampliação da UHE Salto Santiago). 16ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2026. Anexo ao Despacho nº 3.098/2026. Brasília, DF: ANEEL, 2026.

BC HYDRO. Water Licence Renewals: Information Sheet. Vancouver: BC Hydro, [2018]. Disponível em: https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/environment-sustainability/water-licence-renewal/Water-Licence-Renewals-Information-Sheet.pdf. Acesso em: 12 out. 2026.

BRASIL. [Constituição (1988)]. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Brasília, DF: Presidência da República, [2025].

BRASIL. Decreto-Lei nº 4.657, de 4 de setembro de 1942. Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro. Brasília, DF: Presidência da República, [2018].

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 14 fev. 1995.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 jul. 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 11 out. 2026.

BRASIL. Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 9 jan. 1997.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, nº 8.666, nº 8.987, nº 9.074 e nº 9.427, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 28 maio 1998.

BRASIL. Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999. Regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 1 fev. 1999.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004.

BRASIL. Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010. Estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 21 set. 2010.

BRASIL. Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 1 dez. 2011.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 14 jan. 2013. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm. Acesso em: 11 out. 2026.

BRASIL. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 9 dez. 2015. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13203.htm. Acesso em: 12 out. 2026.

BRASIL. Lei nº 13.655, de 25 de abril de 2018. Inclui no Decreto-Lei nº 4.657, de 4 de setembro de 1942, disposições sobre segurança jurídica e eficiência na criação

e na aplicação do direito público. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 26 abr. 2018.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e outras leis do setor elétrico, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 2 mar. 2021.

BRASIL. Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Dispõe sobre a desestatização da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras). Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 13 jul. 2021.

BRASIL. Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025. Dispõe sobre o licenciamento ambiental. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 8 ago. 2025.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 25 nov. 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm. Acesso em: 11 out. 2026.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 3 jul. 1998.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 30 jul. 2004.

BRASIL. Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018. 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 nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 26 jan. 2018.

BRASIL. Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021. Regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência. Diário Oficial da União: seção 1, edição extra, Brasília, DF, 28 maio 2021.

BRASIL. Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022. Regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 29 dez. 2022.

BRASIL. Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024. Regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 21 jun. 2024.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. Brasília, DF: CNPE, 2019.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução nº 8, de 6 de abril de 2026. Estabelece diretrizes para estudo e contratação, por meio de leilões e de outros mecanismos competitivos, dos serviços providos por Sistemas de Armazenamento Hidráulico (SAH) no âmbito do Sistema Interligado Nacional. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 13 maio 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Nota Técnica nº 39/2026/SAER/SE: diretrizes para os processos de licitação e de prorrogação das outorgas de geração hidrelétrica de que trata a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, com as alterações da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Processo nº 48300.001516/2026-61. Brasília, DF: MME, 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Portaria SNTEP/MME nº 3.234, de 18 de setembro de 2026. Instaura a Consulta Pública nº 233/2026. Brasília, DF: MME, 2026. Disponível em: https://consultas-publicas.mme.gov.br. Acesso em: 11 out. 2026.

BRASIL. Superior Tribunal de Justiça (Primeira Seção). Mandado de Segurança nº 20.432/DF. Brasília, DF, 2015.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acórdão nº 2.253/2015-TCU-Plenário. Processo TC 003.379/2015-9. Brasília, DF, 2015.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. Processo TC 001.123/2026-2 (acompanhamento da prorrogação da concessão de distribuição da Light). Brasília, DF, 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). InfoMercado: dados de consumo e de participação do ambiente de contratação livre. São Paulo: CCEE, 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br. Acesso em: 11 out. 2026.

CENÁRIO ENERGIA. ANEEL recomenda ao MME renovação de Itiquira e Guaporé por 30 anos. 8 set. 2026. Disponível em: https://cenarioenergia.com.br/2026/09/08/aneel-recomenda-ao-mme-renovacao-de-itiquira-e-guapore-por-30-anos/. Acesso em: 12 out. 2026.

COMISSÃO EUROPEIA. Decisão (UE) 2017/1592 da Comissão, de 15 de maio de 2017, sobre a medida SA.35429, 2017/C (ex 2013/NN), implementada por Portugal relativa à extensão da utilização dos recursos hídricos públicos para produção de energia hidroelétrica. Jornal Oficial da União Europeia, L 243, p. 5-20, 21 set. 2017. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32017D1592. Acesso em: 12 out. 2026.

COMISSÃO EUROPEIA. March infringements package: Key decisions. MEMO/19/1472. Bruxelas, 7 mar. 2019. Disponível em: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_19_1472. Acesso em: 12 out. 2026.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). Fato relevante: prorrogação da concessão da UHE Sá Carvalho. Belo Horizonte, 28 ago. 2026. Disponível em: https://ri.cemig.com.br/docs/Fato-Relevante-Cemig-2026-08-28-kT6Lgnpr.pdf. Acesso em: 12 out. 2026.

CONNAISSANCE DES ÉNERGIES; AGENCE FRANCE-PRESSE. Concurrence dans les barrages: la Commission européenne clôt ses litiges avec la France. 1 out. 2026. Disponível em: https://www.connaissancedesenergies.org/afp/concurrence-dans-les-barrages-la-commission-europeenne-clot-ses-litiges-avec-la-france-261001. Acesso em: 12 out. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2025: ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2035: versão para consulta pública. Rio de Janeiro: EPE, fev. 2026.

ESTADOS UNIDOS. Federal Power Act. 16 U.S.C. § 791a e seguintes, em especial a seção 15 (16 U.S.C. § 808). Washington, DC, [2024].

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). Policy Statement on Establishing License Terms for Hydroelectric Projects. Docket No. PL17-3-000. Washington, DC, 19 out. 2017. Federal Register, v. 82, 26 out. 2017. Disponível em: https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2017-10-26/pdf/2017-23286.pdf. Acesso em: 12 out. 2026.

FRANÇA. Loi nº 2026-554 du 29 juin 2026 visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique. Journal officiel de la République française, n. 151, 30 jun. 2026.

FRANÇA. Ministère de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique. Direction des Affaires juridiques. La loi visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique a été promulguée le 29 juin 2026. Paris, 7 jul. 2026. Disponível em: https://www.economie.gouv.fr/daj/la-loi-visant-relancer-les-

investissements-dans-le-secteur-de-lhydroelectricite-pour-contribuer-la-transition-energetique-ete-promulguee-le-29. Acesso em: 12 out. 2026.

MANITOBA HYDRO. Kelsey Generating Station: Water Power Act Renewal Licence Support Report. Winnipeg: Manitoba Hydro, [2020]. Disponível em: https://www.manitoba.ca/sd/pubs/water/licensing/kelsey/kelsey_renewal_licence_support_report.pdf. Acesso em: 12 out. 2026.

MANITOBA HYDRO. Pointe du Bois Generating Station: Fifth Renewal Licence Support Report. Winnipeg: Manitoba Hydro, 2025. Disponível em: https://www.gov.mb.ca/sd/pubs/water/licensing/pointe_du_bois/pointe_support_report_2025.pdf. Acesso em: 12 out. 2026.

MONEY TIMES; REUTERS. EPE estuda potencial modernização de cerca de 50 GW em hidrelétricas no Brasil. 23 out. 2019. Disponível em: https://www.moneytimes.com.br/epe-estuda-potencial-modernizacao-de-cerca-de-50-gw-em-hidreletricas-no-brasil. Acesso em: 22 out. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS); CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE); EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Revisão quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro, dez. 2025.

RENEWABLE ENERGY WORLD. FERC relicenses Washington's 1,893-MW Priest Rapids. 21 abr. 2008. Disponível em: https://www.renewableenergyworld.com/energy-business/policy-and-regulation/ferc-relicenses-washingtons-1893-mw-priest-rapids/. Acesso em: 12 out. 2026.

SEATTLE CITY LIGHT. Seattle City Light receives 42-year license for Boundary Dam. Powerlines, Seattle, 21 mar. 2013. Disponível em: https://powerlines.seattle.gov/2013/03/21/seattle-city-light-receivess-42-year-license-for-boundary-dam/. Acesso em: 12 out. 2026.

UNIÃO EUROPEIA. Diretiva 2014/23/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa à adjudicação de contratos de concessão. Jornal Oficial da União Europeia, L 94, p. 1-64, 28 mar. 2014.

VERGABEBLOG. Vergabe von Wasserkraftkonzessionen: Vertragsverletzungsverfahren eingestellt. 15 fev. 2022. Disponível em: https://vergabeblog.de/2022-02-15/vergabe-von-wasserkraftkonzessionen-vertragsverletzungsverfahren-eingestellt. Acesso em: 12 out. 2026.

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ

# Grupo de Estudos do Setor elétrico
# Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-048-9

**SITE:** gesel.ie.ufrj.br

**LINKEDIN:** linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj

**INSTAGRAM:** instagram.com/geselufrj

**FACEBOOK:** facebook.com/geselufrj

**TWITTER:** twitter.com/geselufrj

Scan me

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240