

# Uma avaliação sobre o arcabouço legal e regulatório envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil

Por que essas intervenções não avançam com a velocidade que poderiam?

**Daniel Fernandes da Cunha Gonçalves Basto**

---

Prof. MSc. Cássio Giuliani Carvalho

Coletânea de Pós-Graduação

**Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação (CDR)**

Volume 1



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL  
TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

**MINISTROS**

Bruno Dantas (Presidente)  
Vital do Rêgo Filho (Vice-Presidente)  
Walton Alencar Rodrigues  
Benjamin Zymler  
Augusto Nardes  
Aroldo Cedraz  
Vital do Rêgo  
Jorge Oliveira  
Antonio Anastasia

**MINISTROS-SUBSTITUTOS**

Augusto Sherman Cavalcanti  
Marcos Bemquerer Costa  
Weder de Oliveira

**MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU**

Cristina Machado da Costa e Silva (Procuradora-Geral)  
Lucas Furtado (Subprocurador-Geral)  
Paulo Soares Bugarin (Subprocurador-Geral)  
Marinus Eduardo de Vries Marsico (Procurador)  
Júlio Marcelo de Oliveira (Procurador)  
Sérgio Ricardo Costa Caribé (Procurador)  
Rodrigo Medeiros de Lima (Procurador)



**DIRETOR-GERAL**

Adriano Cesar Ferreira Amorim

**DIRETORA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS,  
PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Flávia Lacerda Franco Melo Oliveira

**CHEFE DO DEPARTAMENTO  
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Clémens Soares dos Santos

**CONSELHO ACADÊMICO**

Maria Camila Ávila Dourado

Tiago Alves de Gouveia Lins e Dutra

Marcelo da Silva Sousa

Rafael Silveira e Silva

Pedro Paulo de Moraes

**COORDENADOR ACADÊMICO**

Leonardo Lopes Garcia

**COORDENADORES PEDAGÓGICOS**

Flávio Sposto Pompêo.

Georges Marcel de Azeredo Silva

Marta Eliane Silveira da Costa Bissacot

**COORDENADORA EXECUTIVA**

Maria das Graças da Silva Duarte de Abreu

**PROJETO GRÁFICO E CAPA**

Núcleo de Comunicação - NCOM/ISC

# **Uma avaliação sobre o arcabouço legal e regulatório envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil**

**Por que essas intervenções não avançam com a velocidade que poderiam?**

Monografia de conclusão de curso submetida ao Instituto Serzedello Corrêa do Tribunal de Contas da União como requisito parcial para a obtenção do grau de especialista em Controle da Desestatização e da Regulação.

**Orientador(a):**

Prof. MSc. Cássio Giuliani Carvalho

**Banca examinadora:**

Prof. Esp. Frederico de Araújo Teles

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BASTO, Daniel Fernandes da Cunha G. **Uma avaliação sobre o arcabouço legal e regulatório envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil: Por que essas intervenções não avançam com a velocidade que poderiam?** 2023. Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Brasília DF.

## CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO(A) AUTOR(A): Autor

TÍTULO: Título

GRAU/ANO: Especialista/2023

É concedida ao Instituto Serzedello Corrêa (ISC) permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, o ISC tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

---

Daniel Fernandes da Cunha Gonçalves Basto  
danielfc@tcu.gov.br

## FICHA CATALOGRÁFICA

L131a Basto, Daniel

Uma avaliação sobre o arcabouço legal e regulatório envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil: Por que essas intervenções não avançam com a velocidade que poderiam? / Basto, Daniel. – Brasília: ISC/TCU, 2023.  
(Monografia de Especialização)

1. Controle da Desestatização e da Regulação. 2. Repotenciação, modernização e ampliação de Usinas Hidrelétricas. I. Título.

CDU 02  
CDD 020

# **Uma avaliação sobre o arcabouço legal e regulatório envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil:**

## **Por que essas intervenções não avançam com a velocidade que poderiam?**

**Daniel Fernandes da Cunha Gonçalves Basto**

Trabalho de conclusão do curso de pós-graduação *lato sensu* em Controle da Desestatização e da Regulação realizado pelo Instituto Serzedello Corrêa como requisito para a obtenção do título de especialista em Controle da Desestatização e da Regulação.

Brasília, 24 de março de 2023.

**Banca Examinadora:**

---

Prof. MSc. Cássio Giuliani Carvalho  
Orientador  
Órgão – Ministério de Minas e Energia

---

Prof.<sup>a</sup> Esp. Frederico de Araújo Teles  
Avaliador  
Órgão – Ministério de Minas e Energia

Dedico esse trabalho ao meu pai, Osvaldo (*in memoriam*), que me ensinou a paixão pelos esportes, à minha mãe, Celina, que me ensinou a importância do saber, aos meus filhos, Rafael e Lucas, por me ensinarem um diferente conceito do que é amar e cuidar, e à minha esposa, Renata, por todos esses anos juntos de aventuras que vivemos.

## Agradecimentos

Agradeço aos meus pais pelas razões expostas na dedicatória.

À minha esposa, Renata, e meus filhos, Rafael e Lucas, pela paciência, compreensão e apoio, especialmente nos momentos em que tive que me ausentar para me dedicar a essa pós-graduação e à elaboração deste trabalho.

Ao prof. Cássio, meu orientador, pelas sugestões dadas e conversas a respeito do tema que contribuíram para a construção desta dissertação.

Aos colegas da pós que labutaram em conjunto para a realização das diversas atividades em equipe no decorrer do curso.

À equipe do ISC por todo o apoio dado durante essa especialização.



## Resumo

A energia elétrica é um bem essencial para o regular funcionamento de uma nação. A sua produção de forma limpa é um dos grandes objetivos para a redução de emissões de gases de efeito estufa e o desenvolvimento sustentável neste século. O Brasil, apesar de ser um dos países com maior geração proveniente de fontes renováveis, tem enfrentado dificuldades nos últimos anos para a implantação de novas usinas hidrelétricas, em razão de restrições socioambientais. O país possui muitas usinas com idade avançada cujos equipamentos perderam a eficiência original de projeto, assim como outras instalações que podem ser ampliadas. Esse cenário traz a oportunidade de realizar a modernização, a repotenciação e a ampliação do parque gerador, visando aproveitar melhor o potencial já instalado, sem gerar maiores impactos. Os investimentos, entretanto, não ocorrem na velocidade que poderiam. Entraves legais e regulatórios são apontados como fatores inibidores dessas intervenções. Assim, o objetivo deste trabalho é investigar os motivos, especialmente nos campos legal e regulatório, para que esses investimentos não aconteçam, bem como se o arcabouço atual apresenta incentivos ou necessita de mudanças. As principais conclusões indicam que a legislação/regulação vigente, apesar de conter alguns dispositivos para fomentar a realização de investimentos em algumas situações particulares, precisa avançar para incentivar mais intervenções no setor. As discussões sobre a modernização do setor elétrico que se encontra no Congresso Nacional sob o PL 414/2021, que inclui, entre um dos seus focos a separação entre lastro e energia, pode trazer elementos para alavancar esses investimentos.

**Palavras-chave:** Repotenciação; modernização; ampliação; usinas hidrelétricas; lastro e energia.

## Abstract

Electric energy is an essential asset for a nation work in a regular basis. Its clean production is one of the major goals for reducing greenhouse gas emissions and sustainable development in this century. Brazil, despite being one of the countries with the greatest generation of renewable sources, has faced difficulties in recent years for the implementation of new hydroelectric plants, due to socio-environmental restrictions. The country has many aging power plants whose equipment has lost its original design efficiency, as well as other facilities that can be expanded. This scenario presents the opportunity to carry out the modernization, rehabilitation and expansion of the hydropower fleets, aiming to make better use of the potential already installed, without generating greater effects. Investments, however, do not occur at the speed they could. Legal and regulatory barriers are pointed out as factors that inhibit these interventions. Thus, the objective of this work is to investigate the reasons, especially in the legal and regulatory fields, why these investments do not occur, as well as whether the current framework presents incentives or needs changes. The main conclusions indicate that the current legislation/regulation, despite containing some instruments to encourage investments in particular situations, needs to continue to encourage more interventions in the sector. Discussions on the modernization of the electricity sector that are in the National Congress under PL 414/2021, which includes, among one of its focuses, the separation between capacity mechanism and energy, can bring elements to leverage these investments.

**Keywords:** Rehabilitation (refurbishment); modernization; expansion; hydroelectric power plants; capacity mechanism and energy.

## Lista de figuras

Figura 1: Imagem corte esquemático de uma usina hidrelétrica com alguns dos seus principais elementos.....	22
Figura 2: Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Regiões (valores em MW).....	25
Figura 3: Evolução da capacidade instalada existente e contratada do SIN.....	27
Figura 4 – Principais barreiras para modernização de UHEs na América do Sul.....	31

## Lista de quadros

Quadro 1 – Resumo dos estudos relacionados ao potencial de repotenciação/ampliação de usinas hidrelétricas.....	65
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

## Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CP	Consulta Pública
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MME	Ministério de Minas e Energia
MPv	Medida Provisória
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PL	Projeto de Lei
PLS	Projeto de Lei do Senado
RMA	Repotenciação, Modernização e Ampliação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUIISHI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados
TMS	Tema de Maior Significância
UHE	Usina Hidrelétrica

## Sumário

<b>1.</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>15</b>
<b>2.</b>	<b>Problema e justificativa</b> .....	<b>16</b>
2.1.	Problema de pesquisa .....	16
2.2.	Justificativa .....	17
<b>3.</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>19</b>
3.1.	Objetivo geral .....	19
3.2.	Objetivos específicos.....	19
<b>4.</b>	<b>Metodologia</b> .....	<b>20</b>
<b>5.</b>	<b>Desenvolvimento</b> .....	<b>22</b>
5.1.	Conceitos iniciais e motivos para a repotenciação .....	22
5.2.	Entraves à realização de repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil .....	29
5.3.	Arcabouço legal e regulatório atual envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de UHEs no Brasil.....	32
5.3.1.	O serviço adequado e o princípio da atualidade previsto na Lei nº 8.987/1995 .....	32
5.3.2.	Acréscimo da capacidade de geração e revisão extraordinária de garantia física .....	37
5.3.3.	Repotenciação, modernização e ampliação para UHEs em regime de cotas .....	41
5.3.4.	Consulta Pública 33/2017 do MME.....	46
5.3.5.	Grupo de Modernização do Setor Elétrico.....	49
5.3.6.	Comitê de Implementação da Modernização .....	51
5.3.7.	Leilão de Reserva de Capacidade de 2021.....	53
5.3.8.	Conclusão separação de lastro e energia e RMA de UHEs.....	57
5.4.	Potencial de repotenciação e ampliação de UHEs no Brasil .....	58
5.5.	Trabalhos realizados pelo TCU quanto ao tema repotenciação e modernização de UHEs .....	66
5.5.1.	TMS Segurança Energética.....	66
5.5.2.	Modernização das UHEs Sobradinho e Paulo Afonso IV.....	71
<b>6.</b>	<b>Conclusão</b> .....	<b>74</b>
<b>7.</b>	<b>Referências</b> .....	<b>77</b>

## 1. Introdução

Nos últimos anos a implantação de novas usinas hidrelétricas no Brasil tem se mostrado um desafio cada vez maior, já que grande parte dos potenciais remanescentes se concentra na Região Norte do país, local onde questões socioambientais são muito sensíveis.

Diante dessas dificuldades, uma das alternativas é tentar aproveitar melhor o parque já instalado, por meio de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas que possuem equipamentos com estágio de vida útil avançada, assim como pela ampliação da capacidade instalada para aquelas UHEs que tenham estrutura prevista para isso.

Segundo Castro, Almeida e Chaves (2019, p. 1):

A Repotenciação e Modernização (R&M) de usinas hidrelétricas (UHE) pode ser compreendida como o conjunto de intervenções nos equipamentos hidrogeradores, de automação e de controle, capazes de incorporar técnicas e concepções avançadas de projetos de engenharia que resultem em ganhos de eficiência, energia, capacidade instalada e potência.

Já a ampliação da capacidade consiste em construir novas estruturas para instalação dos equipamentos necessários para geração de energia elétrica ou aproveitar estruturas previamente construídas nas usinas e que não foram motorizadas, ou seja, que não foram instaladas turbinas e geradores associados (essa última é também conhecida como motorização de poços vazios). A segunda opção é mais viável do ponto de vista econômico, por implicar em menos custos com obras civis, já que boa parte das estruturas foram construídas na implantação original da UHE.

Com o envelhecimento das usinas instaladas no país, a necessidade de intervenções de manutenção tende a aumentar (inclusive com os seus custos associados), ao passo que a perda de eficiência dos equipamentos implica diminuição da capacidade de geração de energia. Nesse contexto, otimizar o parque gerador já instalado por meio da repotenciação, modernização e ampliação é alternativa a ser considerada.

## 2. Problema e justificativa

### 2.1. Problema de pesquisa

A dificuldade de implantar novas usinas hidrelétricas no país demanda a busca por alternativas para o melhor aproveitamento das instalações existentes. A crise hídrica vivenciada pelo país no ano de 2021 só fez ressaltar o que alguns estudos já indicavam: a necessidade de utilização mais eficiente das turbinas e geradores das UHEs com maior histórico de operação (CASTRO; ALMEIDA; CHAVES, 2019; EPE, 2019a).

Contudo, o ritmo dessas melhorias não condiz com a necessidade do sistema. Alguns problemas são apontados como causa para a ausência de investimentos em repotenciação, modernização e ampliação de usinas. Entre eles, um dos principais é a adequação de aspectos regulatórios que reconheçam os investimentos realizados e as respectivas remunerações associadas (CASTRO; ALMEIDA; CHAVES, 2019; EPE, 2019a; GOMES, 2013; LEMOS, 2014).

Gomes (2013) e Lemos (2014) apresentam um capítulo em suas teses sobre aspectos regulatórios que dificultam a realização de repotenciação e motorização de poços vazios em UHEs e possíveis estratégias para fomentar tais investimentos. Contudo, após a conclusão dos referidos trabalhos, algumas legislações ali mencionadas já foram revogadas ou alteradas e novos estudos da EPE foram promovidos sobre o tema. Cabe, assim, avaliar essas novas informações, bem como verificar se houve avanços quanto à temática e se todas as ações demandariam incentivos regulatórios ou parte delas seria obrigação das concessionárias.

Outro ponto a observar são as discussões em torno da Modernização do Setor Elétrico. Um dos temas propostos é a separação entre lastro (produto que propicia confiabilidade ao sistema) e energia. Hoje esses dois produtos são comercializados em conjunto. Com a reforma proposta, eles poderão ser vendidos separadamente, o que poderá servir de incentivo para o investimento em repotenciação e ampliação das UHEs, uma vez que não apenas a energia adicional a ser gerada será remunerada, mas também a maior capacidade de geração do ativo (associada ao lastro), e que deverá ser ampliada a partir de ações de repotenciação.



Assim, o problema a ser pesquisado segue na linha de buscar investigar quais fatores desestimulam a realização de repotenciação, modernização e ampliação da capacidade de UHEs, especialmente os entraves legais e regulatórios, anteriormente mencionados.

## **2.2. Justificativa**

As usinas hidrelétricas são responsáveis por suprir mais de 60% da energia elétrica no Brasil, tendo uma potência instalada superior a 100 GW. A EPE, no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – PDE 2029 (BRASIL, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2020), traz informação de que o Brasil possui 50 GW de capacidade instalada passível de repotenciação, distribuídos em 51 usinas com mais de 25 anos e com mais de 100 MW de potência instalada. Trata-se, portanto, de um montante relevante da matriz nacional que poderia ganhar uma capacidade adicional para contribuir com as demandas do sistema.

Existem estudos, mencionados no PDE 2029, que indicam acréscimos de capacidade entre 5% e 20% com repotenciação, a depender de cada usina e da intervenção realizada. Esses investimentos trariam um ganho para o sistema sem implicar impactos socioambientais que a implantação de novas UHEs podem causar, representando medida relevante para a sociedade, especialmente em um momento que se vivenciou uma recente crise no suprimento no ano de 2021 e a escalada no preço da energia elétrica, por conta da bandeira de escassez hídrica.

Além disso, o custo da repotenciação e motorização de poços vazios de usinas é menor do que a implantação de um novo empreendimento, que dispense uma boa parte dos recursos em obras civis.

A inserção cada vez maior de fontes renováveis de energia variáveis na matriz elétrica brasileira, como eólica e solar, por exemplo, em que pese ajudar a preservar os reservatórios em determinados momentos, traz a necessidade de implantação da geração de energia de base que garanta o fornecimento nos momentos em que essas fontes não possam suprir a carga exigida pelo sistema. A fonte hidráulica, juntamente com alguns tipos de fontes térmicas, permite trazer essa segurança e flexibilidade.

Dessa forma, aproveitar melhor os recursos existentes das UHEs já implantadas pode auxiliar na confiabilidade do suprimento para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isso, deve-se examinar os pontos levantados no problema de pesquisa para que os investimentos em repotenciação, modernização e ampliação das usinas hidrelétricas avancem com a velocidade adequada para atendimento das necessidades energéticas do país.

Vale ainda lembrar, que o Tribunal de Contas da União (TCU), em auditoria realizada no Tema de Maior Significância (TMS) Segurança Energética (TC 021.247/2008-5), tratou, dentre diversos assuntos, de repotenciação e modernização de UHEs, expedindo determinações e recomendações ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sobre o tema (Acórdão 1.196/2010-TCU-Plenário). Diante do longo tempo envolvendo a conclusão desses trabalhos (2010), é interessante trazer novas informações que possam propiciar futura atuação do Tribunal na temática, uma vez verificado que os investimentos neste tipo de intervenção não avançaram adequadamente.

A pesquisa a ser realizada neste trabalho poderá contribuir para as discussões sobre eventuais mudanças na legislação e na regulação a serem realizadas, caso necessárias, para estimular investimentos nesta área.

Como potenciais beneficiários deste trabalho menciona-se a sociedade, que poderá contar com um sistema com uma maior confiabilidade no suprimento, caso os investimentos em repotenciação e ampliação de UHEs deslanchem, assim como o TCU, que poderá, considerando critérios de relevância, riscos, conveniência e oportunidade, planejar novas ações de controle, com base nas conclusões deste trabalho. Também cabe citar as instâncias de planejamento, operação e regulação do setor elétrico que poderão utilizar deste trabalho como referência para discussões sobre o tema.

### **3. Objetivos**

O propósito desta pesquisa qualitativa do tipo exploratória-descritiva é investigar as razões, especialmente nos campos legal e regulatório, pelas quais os investimentos em repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas não se desenvolvem na velocidade que poderiam, com vistas a contribuir para o desenho de intervenções legais e regulatórias para o incentivo a esses investimentos.

#### **3.1. Objetivo geral**

O objetivo geral da pesquisa é investigar eventuais entraves legais e regulatórios que desestimulam a realização de repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil e avaliar se o arcabouço atual traz incentivos a este tipo de investimento ou precisa de mudanças para que eles ocorram.

#### **3.2. Objetivos específicos**

Como objetivos específicos, pretende-se:

- a) levantar e analisar o arcabouço legal e regulatório atual relativo à repotenciação, modernização e ampliação de UHEs no Brasil;
- b) levantar e analisar a existência de propostas para mudanças legislativas e regulatórias que venham a incentivar essas intervenções;
- c) verificar de que forma as usinas são remuneradas atualmente e como elas poderiam ser remuneradas pelos investimentos realizados em repotenciação, modernização e ampliação da UHEs;
- d) levantar o potencial de repotenciação e de ampliação de UHEs no Brasil;
- e) apresentar fiscalizações realizadas pelo TCU que, de alguma forma, trataram do tema e discutir os resultados alcançados, visando avaliar possíveis estratégias para futuros trabalhos.

## 4. Metodologia

No que se refere à abordagem de pesquisa, o trabalho se enquadra como pesquisa qualitativa, como declarado no início do tópico anterior. Essa abordagem, de acordo com Creswell (2012), possibilita, entre outras características, i) explorar um problema e desenvolver uma compreensão detalhada de um fenômeno central; ii) menores revisões de literatura, buscando apenas justificar o problema; iii) declarar o objetivo e as questões de pesquisa de maneira mais geral e ampla, assim com a experiência dos participantes; iv) avaliar os dados para descrição e temas usando análise de texto e interpretando o significado maior das descobertas; e v) escrever o relatório usando estruturas flexíveis e emergentes e critérios avaliativos, incluindo as reflexões subjetivas e os vieses dos pesquisadores.

Como base lógica, será utilizado o método hipotético-dedutivo. Segundo Karl Popper, as etapas do processo investigatório, de acordo com esse método e partindo-se de um conhecimento prévio ou teorias existentes, envolvem (LAKATOS; MARCONI, 2003, p. 95)

1. [o] *problema*, que surge, em geral, de conflitos ante expectativas e teorias existentes;
2. [a] solução proposta consistindo numa *conjectura* (nova teoria); dedução de consequências na forma de proposições passíveis de teste;
3. [os] testes de *falseamento*: tentativas de refutação, entre outros meios, pela observação e experimentação.

Nesse sentido, de acordo com o problema de pesquisa formulado neste projeto, levantam-se as seguintes conjecturas para sua solução:

- a) o arcabouço legal e regulatório atual não estimula o investimento em repotenciação, modernização e ampliação de UHEs no Brasil;
- b) as propostas de mudanças na legislação e na regulação podem vir a incentivar investimentos neste setor;
- c) o Brasil possui um grande contingente de UHEs elegíveis à realização de repotenciação, modernização e ampliação de UHEs, o que justifica aprimoramentos no regramento atual para que esses investimentos sejam realizados.

Durante as pesquisas e as análises promovidas neste trabalho, serão procuradas evidências que possam vir a refutar (ou falsear) tais conjecturas. Casos essas não se confirmem, será possível corroborar as hipóteses. Vale lembrar que Popper defende que o corroborar tem um caráter provisório, porque “é válida, porquanto superou todos os testes, porém, não definitivamente confirmada, pois poderá surgir um fato que a invalide, como tem acontecido com muitas leis e teorias na história da ciência.” (LAKATOS; MARCONI, 2003, p. 98).

No tocante às técnicas de pesquisa, serão realizadas pesquisas bibliográficas e documentais (ex.: livros, artigos, estudos técnicos, legislação, normativos, jurisprudências, notícias etc.) e análise das informações coletadas.

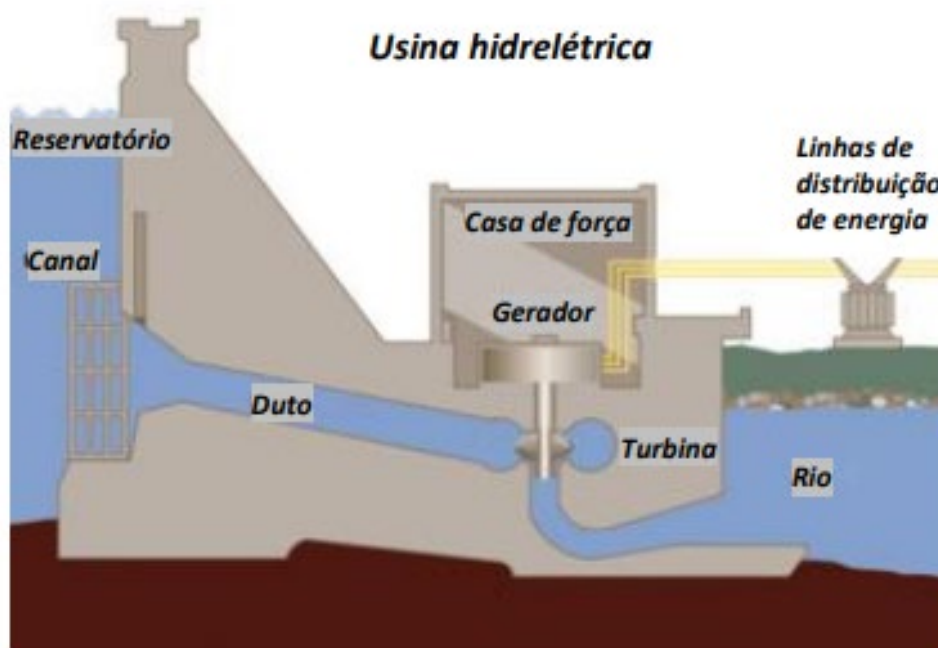
Como resultado deste trabalho, espera-se contribuir para as discussões acerca de necessidade de se promover ajustes no arcabouço legal e regulatório, visando incentivar um maior investimento em repotenciação, modernização e ampliações de usinas hidrelétricas no país. Também, vislumbra-se prospectar possíveis atuações do TCU nesta temática, com o objetivo de, com o resultado dos trabalhos realizados, municiar o Congresso Nacional e demais agentes envolvidos no setor com informações que possam estimular melhorias na legislação e na regulação para fomentar intervenções neste campo.

## 5. Desenvolvimento

### 5.1. Conceitos iniciais e motivos para a repotenciação

Uma usina hidrelétrica utiliza a energia potencial da água armazenada no seu reservatório para a geração de energia elétrica. Para tanto, essa água precisa percorrer um conduto forçado para fazer girar uma turbina, a qual irá mover um eixo que possibilitará converter a energia mecânica em energia elétrica no gerador. A Figura 1 abaixo mostra um esquema de como se dá essa geração e alguns dos elementos mencionados responsáveis pela produção da energia.

**Figura 1: Imagem corte esquemático de uma usina hidrelétrica com alguns dos seus principais elementos**



Fonte: <https://descomplica.com.br/artigo/energia-hidreletrica-vantagens-e-desvantagens/TTr/> (acesso em 13/12/2022)

Ao longo do tempo, esses equipamentos vão perdendo eficiência (decorrentes de uma série de fatores, como assoreamento dos reservatórios, carreamento de sedimentos nas estruturas, desgaste natural de partes, corrosão, atualização tecnológica etc.), necessitando passar por um processo de revitalização, que pode consistir em diferentes graus de intervenção, a depender do nível de investimentos a

ser realizado. Além disso, existem usinas com espaços disponíveis para instalação de novas máquinas, podendo, assim, aumentar a sua capacidade de geração.

Essas intervenções podem receber diferentes designações, diferindo-se pelos serviços realizados, sendo as mais comuns: restauração, modernização, repotenciação e ampliação. Estudo da EPE (2019, p. 10-11) apresenta essas terminologias:

- **Restauração/Reabilitação/Retrofit** – promoção de intervenções no maquinário no intuito de recuperação da performance original do projeto.

- **Repotenciação/Recapacitação/Reprojeto/Recondicionamento** – promoção de intervenções no maquinário das usinas que resultem em aumento de potência instalada e/ou aumento na eficiência das máquinas.

- **Modernização** - promoção de intervenções que resultem em aumento de produtividade e eficiência; podendo trazer aumento de potência instalada, recuperação da capacidade original dos equipamentos, ou exclusivamente, melhorias nos equipamentos de controle e automatização da usina, melhorando os índices de disponibilidade de geração.

- **Ampliação** – compreende a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalação de geração existente ou a adequação dessa instalação visando aumento da capacidade de geração. (destaques do original)

Dos conceitos acima destacados é possível observar que alguns deles podem se confundir com outros, a exemplo da modernização que pode englobar a repotenciação e a reabilitação. Em certos casos, o termo modernização pode ser utilizado apenas para designar a atualização dos sistemas de controle e supervisão da usina, assim como defendido por Bermann, Veiga e Rocha (2004). De qualquer sorte, esses conceitos serão utilizados ao longo do texto e, havendo a necessidade de alguma diferenciação, serão explicitados nos pontos específicos.

O aumento na eficiência das usinas hidrelétricas serve ainda para aproveitar melhor o volume de água que chega aos reservatórios, o qual tem caído ao longo dos últimos anos. Notícia veiculada pelo Jornal Valor Econômico, em 26/1/2022, com base em pesquisa realizada pelo Grupo de Estudos Energéticos da Universidade Federal do Paraná (UFPR), aponta que entre os anos de 2010 e 2020 esse volume caiu 10,3% em relação à média histórica de 1931 a 2020 (RODRIGUES, 2022).

Essa redução pode estar relacionada com as mudanças climáticas e a diminuição do volume de precipitações, mas, além disso, por conta da ação do próprio homem. O conflito pelo uso múltiplo das águas tem se tornado cada vez mais recorrente no país, especialmente em razão das recentes crises hídricas vivenciadas. O aumento da necessidade de abastecimento em função do crescimento populacional, ocupação desordenada do solo, crescimento da atividade produtiva e poluição das águas, entre outros, são alguns dos fatores que contribuem para a diminuição da disponibilidade dos recursos hídricos (GALVÃO; BERMAN, 2015).

No tocante às adversidades do clima, estudo da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) destaca os efeitos dessas mudanças na geração de energia das hidrelétricas na América Latina (IEA, 2021, p. 8-9, tradução nossa):

Os impactos das mudanças climáticas nos padrões de temperatura e precipitação podem representar um desafio para a geração hidrelétrica na América Latina, aumentando a variabilidade da correnteza, alterando os fluxos sazonais e aumentando as perdas por evaporação de reservatórios. O aumento das temperaturas, a flutuação dos padrões de precipitação e o aumento da eventos climáticos extremos têm grandes impactos sobre o fluxo e a disponibilidade de água, conseqüentemente afetando a geração hidrelétrica.

As projeções climáticas mostram uma crescente variabilidade e probabilidade de eventos extremos de precipitação, que podem resultar em fortes chuvas, inundações e secas até o final deste século. Um aumento na precipitação intensa é projetado para muitas áreas da América Latina, embora haja tendências negativas projetadas em alguns locais. Alguns estudos projetam secas intensas durante o século 21 em regiões como a Amazônia e o nordeste do Brasil. El Niño-Oscilações do Sul (ENSO) poderia exacerbar esses eventos extremos de precipitação regional. O aumento da probabilidade de ocorrência de eventos extremos de precipitação conseqüentemente aumentará os riscos à geração hidrelétrica alterando a disponibilidade hídrica, aumentando os sedimentos ou causando danos físicos aos ativos.

Para minimizar os impactos adversos das mudanças climáticas na energia hidrelétrica da América Latina, os governos e as concessionárias precisam intensificar seus esforços para lidar com os possíveis riscos e impactos climáticos e identificar medidas eficazes para aumentar a resiliência às mudanças climáticas. Um sistema hidrelétrico resiliente pode acelerar as transições de energia limpa, proporcionando benefícios de adaptação.

Percebe-se, assim, que além da perda de eficiência provocada pelos anos de utilização, as intervenções para modernização, repotenciação e ampliação das UHEs



podem servir para o melhor aproveitamento dos recursos hídricos que tendem a sofrer alterações em decorrência das mudanças climáticas.

Outro argumento em favor desses investimentos é a dificuldade crescente para implantar usinas hidrelétricas de grande porte no país, especialmente na Região Amazônica (que engloba estados da Região Norte e alguns da Centro-Oeste), onde se encontra o maior potencial a ser explorado. A tabela a seguir demonstra o potencial por regiões:

**Figura 2: Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Regiões (valores em MW)<sup>1</sup>**

Dezembro de 2018 - Fonte: Sipot Eletrobras

Região	Total Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
Norte	26.851,39	35.315,44	3.144,00	910,47	30,00	32.297,37	98.548,67
Nordeste	639,18	2.446,51	6.991,90	424,36	0,00	11.579,88	22.081,83
Sudeste	4.018,40	9.444,86	3.119,10	1.199,00	56,35	25.885,43	43.723,14
Centro-Oeste	8.496,56	16.157,45	480,00	1.153,32	774,76	12.820,55	39.882,64
Sul	3.612,50	9.410,07	1.902,83	1.737,44	503,97	24.837,64	42.004,45
<b>Total Geral</b>	<b>43.618,03</b>	<b>72.774,33</b>	<b>15.637,83</b>	<b>5.424,59</b>	<b>1.365,08</b>	<b>107.420,87</b>	<b>246.240,73</b>

Fonte: Eletrobras (disponível em <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>)

Dos dados apresentados, nota-se o grande potencial da Região Norte, por exemplo, que possui 48,18% do total ainda não implantado ou em implantação (considerado o “Total estimando”+ “Inventário” + “Viabilidade” + “Projeto Básico”). Entretanto, questões socioambientais, como desmatamento e alagamento de áreas de florestas e deslocamento de populações, notadamente de povos indígenas, são fatores que geram uma complexidade cada vez maior para a implantação das UHEs.

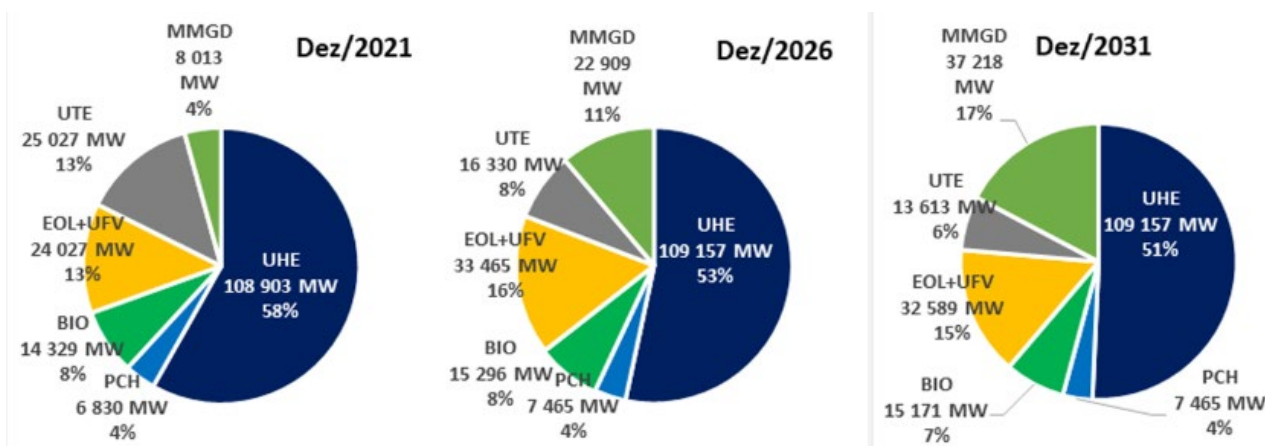
<sup>1</sup> As colunas desta figura apresentam os estágios em que se encontram a definição do potencial hidrelétrico brasileiro por Região. Esclarecimento sobre algumas delas: **Total Estimado** – representa uma primeira avaliação do recurso energético; **Inventário** – representa a definição do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica; **Viabilidade** – consiste na etapa de análise da viabilidade técnico-econômica para o aproveitamento do recurso; **Projeto Básico** – consiste no detalhamento do aproveitamento, de acordo com a sua concepção na etapa de viabilidade. Para maiores detalhes sobre cada um deles e demais consultar o documento Plano Nacional de Energia Elétrica (1993-2015) disponível em <https://eletrobras.com/pt/EstudantesePesquisadores/biblioteca/Plano%202015%20-%20Volume%202.pdf> (acessado em 26/3/2023).

As últimas hidrelétricas construídas na Região Norte (Santo Antônio e Jirau, no estado de Rondônia, e Belo Monte, no estado do Pará) tiveram seus projetos elaborados para operarem a fio d'água, fazendo com que as áreas alagadas para os reservatórios fossem significativamente reduzidas, visando minimizar impactos ambientais.

É preciso lembrar, entretanto, que a estratégia de construção de usina a fio d'água traz consequências para a capacidade de geração das usinas. Como não há capacidade de regularização das vazões, as usinas acabam produzindo menos energia durante os períodos de seca, uma vez que não conseguem armazenar parte das elevadas vazões dos períodos de cheia. A consequência dessa estratégia de expansão, que não necessariamente otimiza a produção energética do potencial hidrelétrico, é que, nos momentos de redução na capacidade de geração em decorrência da seca, usinas térmicas tem que ser acionadas, provocando aumento de custos de operação e também impactos ambientais.

A Lei nº 9.074/1995, em seu art. 5º, parágrafo 3º, conceitua “aproveitamento ótimo” como “todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica”. Essa deve ser a diretriz a ser perseguida quando da elaboração dos projetos para implantação de UHEs, sopesando-se, contudo, possíveis restrições para a sua construção, a exemplo daquelas de ordem socioambientais.

Um outro fator para o melhor aproveitamento das usinas hidrelétricas existentes é o crescimento das fontes renováveis, a exemplo da eólica e da solar (incluindo nesta classificação as usinas fotovoltaicas (UFV) e a micro e minigeração distribuída (MMGD)). Segundo o Plano Decenal de Expansão 2031 (EPE, 2022, p. 70), essas fontes devem passar de uma participação em 2021 de 17% na capacidade instalada na matriz de geração de energia elétrica no país para 27% em 2026, e 32% em 2031, consoante indicado na Figura 3.

**Figura 3: Evolução da capacidade instalada existente e contratada do SIN**

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031

Percebe-se, assim, a grande penetração dessas fontes na matriz elétrica do país e uma diminuição relativa das UHEs. Apesar da previsão dos seus fortes crescimentos, esses tipos de geração têm caráter variável, dependendo das condições de ventos e sol para sua regular produção. Para a garantia da confiabilidade do suprimento, é preciso ter fontes de energia que tenham condições de serem acionadas rapidamente para atender as variações de carga, notadamente nos momentos de pico de demanda.

As hidrelétricas e as térmicas flexíveis possuem esse atributo. Contudo, as primeiras têm a vantagem de produzir energia limpa, evitando-se a emissão de gases de efeito estufa quando as térmicas são acionadas.

Uma outra opção para as fontes variáveis é a implantação de bancos de baterias para armazenamento de energia. Entretanto, atualmente eles ainda têm custo muito elevado. É possível, no futuro, que com o avanço da tecnologia para armazenamento e o ganho de escala, essa opção se torne mais viável. Por enquanto, aproveitar melhor as hidrelétricas já implantadas pode ser um caminho viável para garantir a flexibilidade e a segurança que essas novas fontes exigem.

Um outro argumento a favor da repotenciação é o seu custo se comparado à implantação de um novo empreendimento, bem com um menor prazo para execução dos serviços. Estudo realizado pelo Banco Mundial (LIER; GOLDBERG, 2011, p. 25) assume que o custo médio de aumento da vida útil dos equipamentos (para

recuperação da sua capacidade original) é de 60% da instalação de equipamentos novos. Já os custos de *upgrade* (que visa incorporar ganhos tecnológicos à intervenção realizada) poderiam chegar a 90% em relação à novos equipamentos. O trabalho, ressalva que tais valores dependem do escopo e da singularidade de cada projeto.

Ainda em termos de custos, a EPE (2019, p. 47) destaca que:

**Custos de Repotenciação: a experiência brasileira e valores de referência.**

As informações de investimentos e de escopo dos **projetos de repotenciação brasileiros revelaram que os custos das intervenções variaram aproximadamente de 15% a 60% do montante necessário para a substituição integral dos equipamentos**. Considerando a potência total instalada e data base de dez/18, verificou-se uma faixa de variação de R\$ 122/kW a R\$ 634/kW.

As repotenciações, que resultaram em ganhos de eficiência, e em alguns casos de potência, tiveram por escopo os serviços de condicionamento ou de substituição de equipamentos, como o rotor da turbina. Os serviços nos geradores foram menos frequentes. (destaques nossos)

Cabe destacar que os custos acima informados se referem apenas à recuperação de equipamentos, sem considerar os montantes destinados à construção das estruturas civis das usinas. Uma vez que estes giram em torno de 60% dos investimentos para a implantação de um projeto *greenfield* (BERMANN; VIEIGA; ROCHA, 2004, p. 19), a economia gerada é maior ainda – sem considerar outros custos, como aqueles relativos à mitigação de impactos socioambientais.

Também é importante lembrar que ao longo dos anos, com a degradação dos equipamentos, os custos de operação e manutenção tende a aumentar, assim como o tempo de indisponibilidade das máquinas para a realização dos serviços de conservação. A substituição dos sistemas de supervisão e controle das usinas antigas (analógicos) por sistemas digitais (mais modernos) permite uma operação mais eficiente dos empreendimentos. Dessa forma, os investimentos em repotenciação e modernização propiciam a redução desses custos e um melhor manejo das usinas para a produção de energia.

## 5.2. Entraves à realização de repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no Brasil

Diversos estudos que abordam a repotenciação, modernização e ampliação (RMA) de UHEs ressaltam que um dos grandes gargalos para que investimentos nessas intervenções aconteçam decorre da falta de incentivo legal e regulatório, especialmente em relação ao reconhecimento adequado de uma remuneração face aos gastos realizados.

Bermann, Veiga e Rocha (2004, p. 20) apontam como um dos obstáculos à realização desses investimentos a falta de estímulos para a remuneração para quem ofertasse aumento de energia assegurada (garantia física), capacidade de ponta e de reserva, o que provocou adiamento nas decisões para a implementação dessas intervenções pelos agentes de geração.

A EPE (2008, p. 23-24) destaca a existência de entraves institucionais, legais e regulatórios que dificultam os investimentos nas atividades de repotenciação de UHEs. Dentre eles realça que:

Nestes casos, uma das questões que recorrentemente tem sido colocada como entrave institucional e legal relevante reside no fato de que **não existe, na atual legislação um reconhecimento financeiro e comercial dos possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual aumento de potência efetiva sem aumento de rendimento da usina**. A crítica que se faz é que o modelo de comercialização em vigor contempla, no mercado regulado, apenas contratos de energia assegurada (CCEAR). **Como uma repotenciação sem aumento de rendimento não altera o valor da energia assegurada da usina, não é possível negociar um eventual acréscimo da energia efetivamente gerada em certos períodos** (energia secundária), mesmo em se tratando de usina despachada pelo ONS. No caso, a energia adicional produzida na usina fica a disposição do sistema, gratuitamente. A questão é complexa e, por certo, não será uma abordagem simplificada que poderá apontar algum encaminhamento.

Porém, **mesmo nos casos de repotenciação com aumento de rendimento, há dificuldades a serem superadas na medida em que a revisão da energia assegurada da usina e a homologação desta alteração junto ao MME e ANEEL não são, por assim dizer, imediatas, o que pode prejudicar sua comercialização**. (destaques nossos)

Gomes (2013) apresenta algumas barreiras que impedem uma maior difusão da repotenciação no país, ressaltando a questão da ausência de incentivos legais e

regulatórios, notadamente quanto ao reconhecimento econômico (apesar da viabilidade técnica dos projetos). Explica ainda, como forma de demonstrar tais barreiras, que:

**Ainda que ocorram aumentos da potência e do rendimento da usina, os ganhos em potência elevam os encargos setoriais, como o MUST** (Montante de Utilização do Sistema de Transmissão). Este encargo está relacionado à potência contratada de uma usina ao se conectar ao sistema de transmissão elétrico, ou seja, aumentando a potência, aumenta-se, também, o MUST.

Como no Brasil a comercialização da eletricidade gerada em uma usina hidrelétrica se dá por meio de sua garantia física (energia assegurada), calculada pelo MME com o auxílio do programa Newave<sup>1</sup>, **pode acontecer que uma repotenciação aumente a capacidade da usina sem ocasionar ganhos na sua garantia física**. Neste caso, o MUST seria elevado e a remuneração da usina não, fato este que pode inviabilizar uma repotenciação.

Outro caso é uma **repotenciação sem aumento de rendimento, porém com possibilidade de se gerar mais no atendimento da ponta da carga**. Tal situação propiciaria maior flexibilidade e reduziria custos na operação do sistema como um todo, porém, neste caso **também não há incentivos regulatórios**. Trata-se de uma outra barreira à repotenciação.

O único caso em que existe alguma regulamentação é quando ocorre o aumento da garantia física, proveniente do aumento do rendimento, da potência ou de ambos. Para esta situação, a Portaria nº 861 do MME determina que, quando comprovado o aumento da garantia física da usina, esta poderá comercializar o montante correspondente a este aumento, sendo remunerada normalmente. A empresa proprietária pode solicitar revisão da garantia física de uma usina hidrelétrica despachada e conectada ao SIN quando existirem alterações comprovadas em uma ou mais das seguintes características técnicas do empreendimento (MME, 2010):

[...]

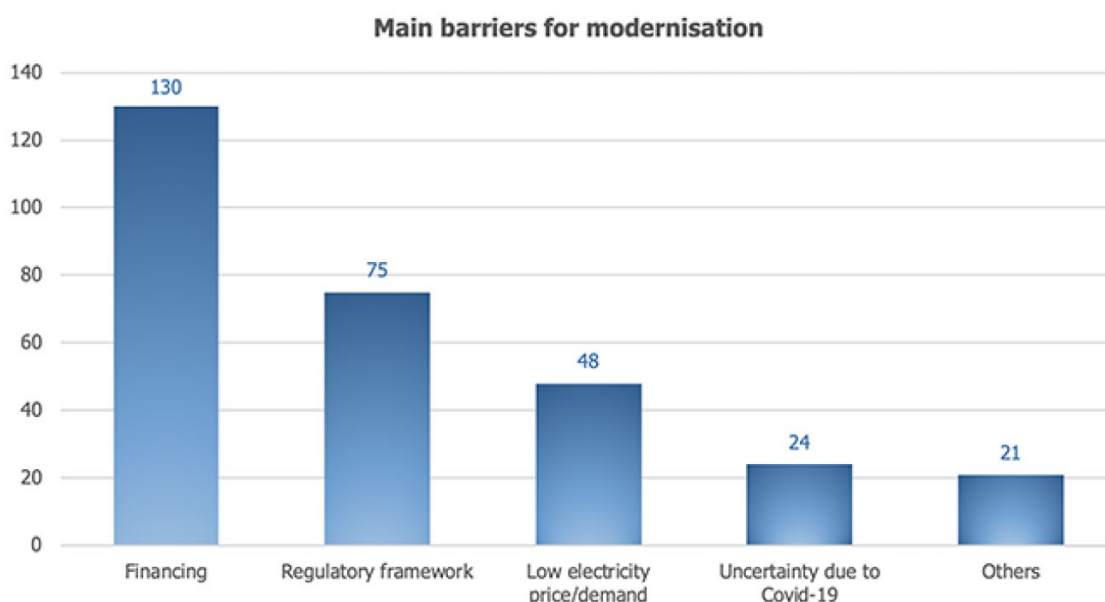
(destaques nossos)

Ressalva, contudo, que a revisão desta garantia física após uma repotenciação é cercada de algumas incertezas, gerando valores incorretos do montante a ser acrescido. Destaca, assim, a necessidade de existência de uma legislação que recompense os geradores que não consigam obter um aumento significativo dessa garantia, mas que sejam capazes de gerar mais nos horários de maior demanda por energia.

Comentários semelhantes aos anteriormente expostos são encontrados em Lemos (2014). Em novo estudo sobre o tema, a EPE (2019) destaca as vantagens para o sistema na realização da repotenciação das usinas, mas salienta a necessidade de avanços na regulação para estimular os agentes a modernizar os seus ativos, entre eles a adequada remuneração por serviços prestados, como o reconhecimento do aumento de capacidade para atendimento à demanda de potência.

Citando estudo do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) em conjunto com a Associação Internacional de Hidroeletricidade (International Hydropower Association – IHA), Alarcón e Ubierna (2020) mostram que entre as principais barreiras para a modernização de UHEs na América do Sul, mencionada em pesquisa realizada com instituições de pesquisa, fabricantes, governos, instituições de fomento e concessionários e operadores de usinas, estavam o financiamento e a estrutura regulatória, conforme demonstra a Figura 4 (o eixo vertical indica o número de respondentes).

**Figura 4 – Principais barreiras para modernização de UHEs na América do Sul**



Fonte: <https://www.hydropower.org/blog/blog-hydro-modernisation-in-south-america-requires-better-financing-and-regulation> (acessado em 15/12/2022)

Dessa forma, verifica-se que os estudos mencionados apontam para a existência de obstáculos à realização de intervenções em RMA de UHEs, indicando

questões legais e regulatórias para que se tenha um adequado reconhecimento da remuneração associada aos investimentos efetuados.

### **5.3. Arcabouço legal e regulatório atual envolvendo a repotenciação, modernização e ampliação de UHEs no Brasil**

#### **5.3.1. O serviço adequado e o princípio da atualidade previsto na Lei nº 8.987/1995**

Não existe uma legislação específica que trate exclusivamente do tema RMA de usinas. Algumas leis e normativos possuem dispositivos que abordam a matéria, uns de forma mais explícita e outros que requerem um grau de interpretação.

A Lei nº 8.987/1995 (conhecida como Lei das Concessões), ao tratar, no seu art. 6º e parágrafo primeiro, acerca da prestação de serviço adequado em um regime de concessão, em observância ao art. 175, inciso IV, da Constituição Federal, assim estabeleceu:

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

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

Verifica-se que a lei elenca uma série de atributos que devem ser observados para a prestação de um serviço adequado, entre eles a atualidade. Essa característica comporta predicados como “a **modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações** e sua conservação, bem como a **melhoria e expansão do serviço**”, definidos pelo parágrafo segundo do citado artigo.

Esse conceito traz, assim, um direcionamento do que deve ser um serviço adequado e princípios a serem seguidos para a sua concretização. Poder-se-ia abstrair daí, notadamente em relação ao princípio da atualidade, a obrigação das usinas geradoras de realizarem investimentos em repotenciação e modernização das instalações visando a manutenção do serviço adequado.



No entanto, é preciso observar que essas definições têm um caráter abstrato e abrangente, devendo o poder concedente detalhar em regulamentos e no próprio edital e contrato de concessão parâmetros mais concretos do que se exigirá do concessionário para a prestação do serviço adequado. É neste sentido que o art. 23, inciso V da Lei nº 8.987/1995 e o art. 16 da Lei nº 9.427/1996 (que instituiu a Aneel) procuram delimitar exigências quanto ampliação e modernização das instalações nos contratos de concessão:

Art. 23, inciso V da Lei nº 8.987/1995:

Art. 23. São **cláusulas essenciais do contrato de concessão** as relativas:

[...]

V - aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço e **conseqüente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações**; (destaques nossos)

Art. 16 da Lei nº 9.427/1996:

Art. 16. Os **contratos de concessão** referidos no artigo anterior, ao **detalhar a cláusula prevista no inciso V do art. 23 da Lei nº 8.987**, de 13 de fevereiro de 1995, **poderão prever o compromisso de investimento mínimo anual da concessionária** destinado a atender a expansão do mercado e **a ampliação e modernização das instalações vinculadas ao serviço**. (destaques nossos)

Garcia (2019, p. 88-89), na sua obra “Concessões, Parcerias e Regulação”, apresenta argumentos em consonância com os mencionados artigos:

Note-se, por oportuno, que a **definição de serviço adequado é na norma em abstrato, conceito jurídico indeterminado, cabendo ao concedente, diante das peculiaridades de cada situação específica, estabelecer a concepção de serviço adequado na modelagem de cada contrato**, à luz, por exemplo, do perfil objetivo (o local da prestação) e do subjetivo (os tipos de usuários).

Marcos Juruena Villela Souto explica, nesta linha que é fundamental a objetivação dos conceitos técnicos à luz de cada tipo de serviço, de

acordo com normas, regulamentos, cláusulas contratuais e especificações técnicas.

Não há, pois, um serviço adequado que possa ser compreendido como conceito uniforme e padrão a ser aplicado indistintamente em todo os serviços públicos. **É no momento de elaboração do edital e do contrato de concessão que o concedente deve objetivar estes conceitos fluidos, captando, em cada hipótese concreta,** o ponto ótimo entre estes princípios na busca de um serviço adequado e eficiente.

Com efeito, **a Lei 8.987/1995 explicitou os princípios de forma genérica e abstrata, cabendo ao regulamento e ao contrato definir os parâmetros objetivos** para que se identifique, no serviço público específico, o que se entende por cada um dos princípios mencionados no dispositivo acima citado.

**O que não pode é o edital e o contrato disciplinarem o conceito de serviço público adequado de forma abrangente, superficial e genérica, não possibilitando aos licitantes e nem aos usuários identificarem como o contrato deverá ser executado.**

Tudo isso é de fundamental importância para que **os licitantes possam dimensionar seus custos e saibam os padrões de eficiência e qualidade desejados na prestação do serviço público em questão**, até como forma de permitir também que o próprio usuário exerça seu direito subjetivo de exigir a prestação do serviço nos moldes previstos no contrato.

**A regulação inapropriada do serviço adequado no contrato de concessão gera um cenário de insegurança jurídica,** eis que mais à frente poderão os licitantes ser instados pelo ente regulatório a cumprir metas e parâmetros de qualidade que não foram previamente definidos no edital e no próprio contrato.

Trata-se, portanto, de cautela fundamental do regulador, evitando a singela repetição dos princípios que já constam da lei, sem adequá-los a parâmetros concretos que levem em consideração a realidade de cada serviço público.

(destaques nossos)

O autor ressalta, portanto, a importância que exista uma definição mais explícita do que seria o serviço adequado no edital e no contrato de concessão, elencando o que seria exigido em termos de investimentos e padrão de qualidade, para possibilitar aos interessados no certame a dimensionar seus custos para oferecer uma proposta.

Neste sentido, em uma licitação para concessão de uma usina hidrelétrica, seria importante definir esses parâmetros, estabelecendo-se possíveis intervenções que seriam exigíveis para a manutenção da qualidade na prestação do serviço.

Vale-se considerar, contudo, que existem algumas questões que precisam ser avaliadas com cuidado, especialmente no tocante à modernização e repotenciação das usinas. Uma delas se refere às expectativas de vida útil de equipamentos, já que algumas delas são semelhantes ao prazo de algumas concessões (em torno de trinta anos, por exemplo). O Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), publicado pela Aneel, apresenta uma tabela com os equipamentos e suas expectativas de vida útil (ANEEL, 2015). Existem alguns, a exemplo das turbinas, em que a vida útil é de quarenta anos. Já outros, como os sistemas de proteção, medição e automação é de quinze anos. Esses números podem variar para mais ou para menos, a depender da qualidade do projeto, fabricação dos equipamentos e construção da usina.

Em uma visão simplista, apenas com base no dado da vida útil, poderia fazer sentido realizar a modernização dos sistemas, mas não das turbinas. O importante, entretanto, é que se avalie concretamente cada caso para verificar a sua viabilidade. Apesar de a vida útil das turbinas ser mais longa, elas acabam perdendo eficiência ao longo dos anos e necessitam de maiores paradas para manutenção, elevando-se custos e trazendo menor disponibilidade das máquinas para atender o sistema. Seria preciso, assim, se obter parâmetros de custos de operação e manutenção ao longo da vida útil dos equipamentos, como exemplificado por Gomes (2013, p. 14-15), buscando identificar qual seria o momento mais adequado para se realizar intervenções visando aumentar a vida útil das máquinas e melhorar a sua performance.

Assim, se o momento estimado estiver dentro do período da concessão e a realização dos investimentos e o prazo para sua amortização se mostrarem factíveis, levando-se em consideração aspectos como melhoria operacional para o sistema e otimização de custos na prestação dos serviços, poderia se incluir tal obrigação de intervenção no escopo de concessão. Os interessados teriam condições, portanto, de tomar conhecimento do que seria exigível em termos de investimentos para a concessão e ter maior segurança para formular suas propostas.

Caso não se mostrasse viável técnica e economicamente a inclusão das intervenções (ou parcela delas), uma solução seria aguardar o momento de uma nova

licitação ou renovação da concessão para que elas fossem contempladas a contento, visando garantia à adequada prestação do serviço.

Cabe esclarecer, entretanto, que fazer previsões de investimentos ao longo do prazo de uma concessão de trinta anos, por exemplo, não é uma tarefa fácil. São adotadas premissas e realizadas simulações que envolvem certo grau de incerteza e imprecisão. Tal situação pode ocasionar, a depender da qualidade e profundidade dos estudos, em sub ou superavaliação dos investimentos a serem empregados, podendo trazer reflexos na viabilidade do projeto.

Por exemplo, a redação original do Contrato de Concessão 006/2004, celebrado entre a União e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), elencava como encargo da concessionária na sua cláusula sexta, inciso XI (ANEEL, 2004):

**XI – realizar investimentos** necessários para **garantir a qualidade e atualidade da produção de energia elétrica**, compreendendo a **modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão**; (destaques nossos)

Nota-se que esse inciso reproduz, com adaptações, o conceito de atualidade anteriormente apresentado, conforme previsto no art. 6º, parágrafo segundo, da Lei nº 8.987/1995.

Será que apenas essa previsão no contrato, da forma como está posta, seria suficiente para exigir que o concessionário realizasse intervenções em RMA da usina? Da forma com está posta poderia dar margem de interpretação para ambos os lados. Pelo viés do gerador, por estar tão genérico e abstrato, como já discutido, tenderia a gerar dúvidas quanto ao que de fato poderia ser considerado como serviços englobados para manter a qualidade e atualidade do serviço (uma repotenciação ou ampliação da usina deveria ser realizada ao longo da concessão se não estivesse explicitada no edital/contrato para garantir a melhoria e expansão do serviço?). Pela ótica do poder concedente, poder-se-ia argumentar que o preço ofertado no leilão deveria considerar tais intervenções. Essa situação teria o condão de gerar insegurança jurídica e potenciais conflitos entre concedente e concessionário.

A questão é complexa e foge ao escopo central deste trabalho. No entanto, é temática que merece ser explorada em futuro trabalho de pesquisa.

De qualquer forma, a partir das disposições dos arts. 6º e 23, inciso V, da Lei nº 8.987/1995 e do art. 16 da Lei nº 9.427/1996, parece razoável incluir nos contratos de concessão de usinas hidrelétricas cláusulas com gatilhos para investimentos em RMA ao longo da concessão.

Mais adiante será apresentada solução advinda da edição da Medida Provisória nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783/2013) que passou a possibilitar, mediante autorização do poder concedente, a inclusão no valor da receita de geração os investimentos em melhorias e ampliações nas instalações de geração.

### **5.3.2. Acréscimo da capacidade de geração e revisão extraordinária de garantia física**

As UHEs podem ter a sua capacidade de geração aumentada, visando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico, desde que autorizadas pelo poder concedente, de acordo com o que estabelece o art. 26, inciso V, da Lei nº 9.427/1996:

Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)

[...]

**V - os acréscimos de capacidade de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico.** (destaques nossos)

As concessionárias que tiverem os acréscimos autorizados poderão ter seus contratos prorrogados por prazo suficiente à amortização dos investimentos, limitado a vinte anos, nos termos do art. 26, parágrafo 7º.

A capacidade de geração de uma usina tem relação com a quantidade de energia que ela pode comercializar. O termo “garantia física” é usado para indicar essa quantidade de energia que cada equipamento consegue suprir. O cálculo da garantia física fica sob responsabilidade da EPE, que tem como base metodologias e critérios definidos por regulamentação específica.

A EPE, ao explicar o conceito de garantia física no seu sítio eletrônico, ressalta que ela deve ser revista a cada cinco anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária), e detalha o que seria cada uma delas da seguinte forma (EPE, 2017):

As **revisões ordinárias de garantia física** (a primeira revisão geral dos valores ocorreu em 2017) têm como objetivo adequar as garantias físicas de todas as usinas em decorrência das evoluções do sistema, seja por aprimoramentos em sua representação, modelos computacionais, disponibilidade de dados ou outros parâmetros (aversão a risco e custo de déficit).

No caso das **revisões extraordinárias**, o conjunto de fatos relevantes, o rito e a metodologia são disciplinados por **portaria do MME. Dentre o conjunto de fatos relevantes estão alterações de projeto ou intervenções para modernização e repotenciação**, seja por iniciativa da ANEEL ou do próprio concessionário. Os cálculos que subsidiam tais revisões preservam a mesma metodologia de novas usinas hidrelétricas. (destaques nossos)

Percebe-se, assim, que intervenções para modernização e repotenciação podem gerar um aumento de garantia física, que deve ser requerida por meio de revisão extraordinária e calculada pela EPE.

Atualmente, o normativo que disciplina a revisão extraordinária da garantia física é a Portaria nº 406/2017, do MME. Como comentado pela EPE, ela estabelece o que seria considerado como fato relevante para motivar a revisão extraordinária (BRASIL, 2017a):

Art. 4º É **considerado Fato Relevante**, para motivação da Revisão Extraordinária de que trata esta Portaria, nos termos do art. 21, § 4º, do Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998, a **apresentação de alterações comprovadas em uma ou mais características técnicas do empreendimento**, listadas a seguir:

I - **Potência Instalada**: capacidade bruta (MW) da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida em ato próprio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

II - **Perdas Hidráulicas Nominais do Circuito Adutor (m)**: é o somatório das perdas de carga calculadas em cada trecho do circuito adutor de geração, nas condições nominais de queda bruta e vazão;

III - **Rendimento Nominal da Turbina (%)**: é aquele decorrente de sua operação em condições nominais de queda líquida, vazão turbinada e limitação de abertura do distribuidor;

IV - **Rendimento Nominal do Gerador (%)**: é aquele decorrente de sua operação em condições nominais de tensão, corrente e

temperatura, descontadas as perdas elétricas e mecânicas inerentes à sua operação em condições nominais (perdas no cobre, ferro, ventilação, excitação e mancais);

V - **Queda Líquida Nominal (m)**: é obtida pela diferença entre a queda bruta nominal (nível máximo normal montante subtraído do nível máximo normal jusante) e as perdas hidráulicas nominais calculadas ao longo do circuito adutor; e

VI - **Número de Unidades Geradoras.**

(destaques nossos)

Existem, assim, algumas alterações em características técnicas das usinas, como as acima elencadas, que podem ensejar a revisão extraordinária da garantia física. Se ficar comprovado o aumento dessa garantia, a UHE poderá comercializá-la no mercado, implicando o recebimento de receita para compensar o investimento realizado.

Há que se considerar, entretanto, que, apesar de haver a alteração em alguma das características técnicas da usina, essa pode não se refletir necessariamente em aumento de garantia física, como já apresentado subtópico 5.2. O cálculo é complexo e leva em conta uma série fatores que, a depender do resultado, podem não ensejar esse acréscimo.

Em que pese, por exemplo, uma repotenciação/modernização poder melhorar o rendimento das turbinas e geradores, trazendo a sua eficiência aos parâmetros originais de projeto, diminuindo as taxas de indisponibilidade dos equipamentos e melhorando a sua operação, o que traz um benefício para o sistema, os cálculos da garantia física podem não ocasionar aumento da garantia física. Sem a receita que essa garantia extra traria ao negócio, os geradores podem considerar não vantajoso o investimento e optar por não realizar os serviços.

Um caso recente de solicitação de revisão extraordinária de garantia física e que repercutiu em acréscimo de garantia física, foi o da UHE Curuá-Una, no estado do Pará, operada pelas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte).

O projeto original da usina previa a instalação de quatro unidades geradoras. Contudo, na sua construção (concluída em 1984) só foram implantadas três, deixando-se um espaço para futura ampliação (poço vazio). A capacidade instalada

era de 30,3 MW (duas turbinas com 10 MW e uma com 10,3 MW) e a garantia física de 24 MWmédios.

No ano de 2005, a Eletronorte assumiu a concessão da usina, que era originalmente das Centrais Elétricas do Pará S.A. – Celpa. Nos anos seguintes a Eletronorte obteve autorização da Aneel para promover estudos visando a ampliação da usina com a instalação da quarta turbina.

O TCU fiscalizou a contratação da ampliação desta usina no início de 2020. Consta no relatório que serviu de fundamento para o Acórdão 4.160/2020-TCU-2ª Câmara a seguinte informação sobre a Usina de Curuá-Una (BRASIL, 2020):

11. Em 2/4/2008, a pedido da Eletronorte, a Aneel autorizou a elaboração do projeto básico para ampliação da UHE Curuá-Una com a instalação da quarta unidade geradora. Após sua conclusão, esse projeto foi aprovado pela Aneel em 24/7/2014, por meio do Despacho 2.841/2014, alterado pelo Despacho 2.730, de 19/8/2018.

12. Após novos estudos energéticos e **com amparo no § 7º e no inciso V do art. 26 da lei 9.427/1996**, a Eletronorte **requereu o reconhecimento do aproveitamento ótimo da UHE Curuá-Una, de forma a obter a prorrogação do Contrato de Concessão por até 20 anos**. Esse pedido foi aprovado em 2/7/2015 por meio da Nota Técnica 482-SCG/ANEEL, que confirmou o aproveitamento ótimo com a **instalação da nova geradora com capacidade de 12,5 MW de potência e 4,8 MWmédios de garantia física**, aumentando a capacidade total da UHE para 42,8 MW.

Em 2018 a Aneel publicou a Resolução Autorizativa nº 7.010/2018 permitindo a ampliação e prorrogando a concessão por vinte anos.

Em relação a esta ampliação, cabe destacar que, apesar da quarta unidade geradora a ser instalada possuir capacidade de 12,5 MW (superior às três anteriores que possuíam em torno de 10 MW cada), o acréscimo de garantia física foi de apenas 4,8 MWmédios, aumentando-a de 24 para 28,5 MWmédios. Apesar disso, o referido aumento, associado à prorrogação do prazo da concessão, tornou o investimento viável economicamente, o que fez a Eletronorte contratar a ampliação da usina.

Nota-se, destarte, a existência de mecanismo na legislação e na regulação atual que traz um incentivo à RMA das UHEs, desde que seja comprovado tecnicamente que haverá um acréscimo de garantia física que justifique os investimentos a serem realizados na prorrogação do prazo de concessão a ser



concedido. No entanto, em última instância, a decisão de investimento é uma escolha empresarial de caráter privado.

### 5.3.3. Repotenciação, modernização e ampliação para UHEs em regime de cotas

Uma outra forma de contemplar investimentos em RMA foi introduzida para MPv nº 579/2012 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013). Com a sua publicação, foi possibilitada a prorrogação de contratos de concessões de geração de energia elétrica para aquelas usinas que aceitassem as condições estabelecidas naquela legislação.

O art. 4º, parágrafos 1º e 2º, da Lei nº 12.783/2013 assim estabeleceu:

Art. 4º O poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, plano de metas, investimentos, **expansão e ampliação de usinas hidroelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei**, observado o princípio da modicidade tarifária. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

§ 1º A **garantia física de energia e potência da ampliação** de que trata o caput **será distribuída em cotas**, observado o disposto no inciso II do § 1º do art. 1º.

§ 2º **Os investimentos realizados para a ampliação de que trata o caput serão considerados nos processos tarifários.**

Ao aderir às medidas, e ter o contrato de concessão prorrogado por até trinta anos, o poder concedente poderia autorizar investimentos em expansão e ampliação dessas usinas, reconhecendo os gastos realizados nas revisões tarifárias, desde que a garantia física de energia fosse alocada no regime de cotas (cotas de garantia física distribuídas às concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos do art. 1º, § 1º, inciso II daquela medida).

Assim, foram firmados termos aditivos aos contratos de concessão possibilitando a realização desses investimentos e o seu devido reconhecimento, com previsão de amortização pelo período adicional da concessão. O primeiro aditivo ao Contrato de Concessão 006/2004, por exemplo, trouxe previsões neste sentido (BRASIL, 2012).

A cláusula sétima, subcláusulas primeira à quarta, estabelece as condições para a execução de ampliações e melhorias, que serão avaliadas e incorporadas à Receita Anual de Geração (RAG):

**Subcláusula Primeira** - A Concessionária deverá, mediante ato autorizativo prévio expedido pelo Poder Concedente e com o correspondente estabelecimento de receita, **executar as AMPLIAÇÕES nas INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO**, objeto deste Contrato, tendo em vista a prestação do serviço de que é Titular.

**Subcláusula Segunda** - Os investimentos prudentemente realizados, nos termos da Subcláusula Primeira, serão avaliados e incorporados à RAG no processo de revisão tarifária subsequente, revogando-se a receita previamente estabelecida.

**Subcláusula Terceira** - A Concessionária deverá executar as **MELHORIAS** nas INSTALAÇÕES DE GERAÇÃO, objeto deste Contrato, visando **manter a prestação adequada do serviço público** de que é Titular.

**Subcláusula Quarta** - Os investimentos prudentemente realizados, nos termos da Subcláusula Terceira, serão avaliados e incorporados à RAG, conforme regulamento da ANEEL, no processo de revisão tarifária subsequente.

A cláusula primeira do referido aditivo apresenta os conceitos do que seria uma ampliação e uma melhoria, nos seguintes termos:

I - **AMPLIAÇÃO** - compreende a **instalação, substituição ou reforma de equipamentos** em instalação de geração existente ou **a adequação dessa instalação**, visando **aumento da capacidade de geração**, conforme regulamento;

II - **MELHORIA** - compreende a **instalação, substituição ou reforma de equipamento** em instalação de geração existente, ou **a adequação dessa instalação**, visando **manter a prestação de serviço adequado de geração de energia elétrica**, conforme disposto na Lei nº 8.987, de 1995, e regulamentação específica;

As definições acima englobam os serviços que podem ser realizados por meio de uma repotenciação, modernização e ampliação de UHEs.

A versão original do Contrato de Concessão nº 006/2004 (ANEEL, 2004) dispunha, como responsabilidade da concessionária, a realização de investimentos para garantir a qualidade e atualidade da produção de energia elétrica, contemplando a modernidade das técnicas, dos equipamentos, das instalações e a sua conservação, assim como a melhoria e expansão (cláusula sexta, inciso XI), em consonância com o art. 6º, parágrafos 1º e 2º da Lei nº 8.987/1995.

A cláusula terceira estabelecia que as concessionárias teriam ampla liberdade na direção dos seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, e a cláusula quinta que as ampliações e modificações das instalações, desde que autorizadas pela Aneel, seriam incorporadas à concessão.

Em que pese houvesse dispositivo específico para a realização de levantamentos e avaliações para a determinação do montante de indenização devido à concessionária, em caso de extinção da concessão e reversão dos bens ao poder concedente (cláusula décima-primeira, subcláusula segunda), investimentos em repotenciação e modernização que não impliquem alteração na garantia física (mas que busquem reestabelecer a eficiência original dos equipamentos e melhorar a operação da usina) poderiam não se mostrarem viáveis, especialmente se o prazo final da concessão estiver próximo e não houver expectativa da sua prorrogação.

Mesmo em uma repotenciação ou ampliação que implique aumento da garantia física, há o risco de que não haja tempo suficiente para a amortização dos investimentos, caso o prazo da concessão esteja próximo ao fim (e não seja prorrogada), ou ainda na hipótese de as avaliações para as indenizações para a reversão dos bens não precificarem adequadamente os investimentos realizados, gerando insegurança sobre os montantes a serem efetivamente indenizados.

Embora tenha-se utilizado como exemplo um contrato de concessão de 2004, destaca-se que os contratos mais recentes de usinas hidrelétricas (contratos de concessão de uso de bem público para fins de produção independente) apresentam dispositivos semelhantes, de modo que essas conclusões relacionadas à insegurança dos investimentos também se aplicam. Como exemplo, menciona-se o Contrato de Concessão nº 01/2010-MME-UHE Belo Monte, celebrado entre a União e a empresa Norte Energia S.A.

A Cláusula Quarta do citado contrato trata das ampliações e modificações da UHE, devendo essas obedecerem aos procedimentos legais específicos e às normas do Poder Concedente e da Aneel, incluindo a autorização e aprovação da Agência para a sua realização. Já a Cláusula Décima Segunda, que dispõe sobre a extinção da concessão e reversão dos bens e instalações, estabelece que será concedida indenização de parcelas dos investimentos ainda não amortizados ou depreciados,

que tenham sido realizados visando garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. Nota-se que, assim como nos contratos de cotas, apesar da previsão contratual para reconhecimento dos investimentos, a incerteza quanto à indenização a ser recebida é um fator que pode inibir a realização das intervenções.

Verifica-se, entretanto, que os contratos de concessão prorrogados com base na MPv nº 579/2012 tiveram a garantia de reconhecimento de intervenções prudentemente promovidas, em modernização e ampliação das usinas, desde que avaliadas pela Aneel. Diferentemente do previsto no art. 26, inciso V, da Lei nº 9.427/1996, não apenas o aumento de garantia física dá direito a uma receita associada, mas também modernizações (denominada de “melhorias” no referido aditivo), que visem manter a prestação de um serviço adequado, ensejam o direito a ressarcimento via inclusão na RAG.

As UHEs Sobradinho e Paulo Afonso IV fazem parte do parque gerador hidráulico da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e tiveram as suas concessões prorrogadas com base na MPv nº 579/2012. Para os referidos empreendimentos, a Chesf promoveu contratações para modernização das suas instalações, seguindo as regras estabelecidas por aquela medida, conforme será melhor explorado no subtópico 5.5.2.

Quanto à questão das cotas, cabe apenas lembrar que, com a capitalização da Eletrobras, as suas usinas que aderiram ao regime deveriam deixá-lo, ainda que de forma escalonada ao longo de cinco anos, passando a comercializar sua energia no regime de produção independente. Essa nova situação deve afastar novos investimentos calcados na mencionada legislação, uma vez que não haverá mecanismo de garantia de remuneração pelos investimentos.

Contudo, a Resolução CNPE nº 15/2021, que “estabelece o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica nos termos da Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras”, determinou, no seu art. 3º-A, incisos I e II, as seguintes obrigações ao concessionário das usinas (CNPE, 2021):

**I - desenvolver e apresentar à Aneel, no prazo de trinta e seis meses da data de assinatura do Contrato de Concessão, os Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica, incluindo os aspectos ambientais pertinentes, para identificação do Aproveitamento Ótimo, com avaliação dos custos e benefícios sistêmicos de investimentos na modernização, repotenciação e hibridização de usinas concedidas à Eletrobras constantes do Anexo I, considerando as estruturas civis existentes, conforme instruções a serem definidas pela Aneel, cabendo ao Ministério de Minas e Energia estabelecer as diretrizes para a sua regulamentação;**

**II - implantar o Aproveitamento Ótimo, caso seja economicamente viável, em até cento e trinta e dois meses da assinatura do Contrato de Concessão. (destaques nossos)**

Nota-se que, apesar da retirada de incentivos por meio do regime de cotas, a renovação das concessões das usinas no processo de capitalização da Eletrobras trouxe essa exigência que poderá induzir intervenções em modernização e repotenciação das instalações, assim como implantação de aproveitamento ótimo, uma vez que a empresa terá um maior prazo para amortizar os investimentos. Essa exigência pode ter sido incluída no processo levando-se em conta a idade do parque gerador da Eletrobras.

A antiga estatal divulgou notícia em 23/12/2022, informando que assinou memorando de entendimento com empresas (projetista, fabricante de equipamentos e especializada em serviços financeiros) visando desenvolver cooperação empresarial para viabilizar a criação de instrumento de investimento específico para modernizar as suas usinas que tiveram o contrato de concessão renovado, em atendimento aos ditames da citada resolução (ELETROBRAS, 2023).

É possível que essa avaliação a ser empreendida pela Eletrobras venha a levar em conta também as discussões acerca da separação entre lastro e energia, que será melhor debatida nos próximos subtópicos.

De qualquer sorte, observa-se a existência de outro mecanismo na legislação atual (as UHEs que aderiram ao regime de cotas) que pode ensejar a realização de RMA nas usinas hidrogeradoras. Vale comentar apenas que os custos associados a essas usinas cotistas recaem somente sobre o consumidor do mercado regulado, nos termos do art. 4º, §º 1º, da Lei nº 12.783/2013, o que gera distorções para a tarifa em relação ao mercado livre.

#### 5.3.4. Consulta Pública 33/2017 do MME

A Consulta Pública 33/2017 (CP 33), promovida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), visou coletar informações junto à sociedade para o aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

A Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE do MME (BRASIL, 2017b), que apresentou os elementos para a abertura da consulta pública, destacou que, entre mudanças ocorridas no setor elétrico mundial, o avanço da geração renovável, notadamente eólica e solar fotovoltaica, com baixos custos variáveis de produção e alta variabilidade de curto prazo, implicaria o aumento da demanda por flexibilidade operativa no sistema.

Entre os objetivos da consulta e como uma das medidas para o destravamento das ações necessárias para a promoção das mudanças no setor, foi elencada a “possibilidade de separação de lastro e energia”. A possibilidade de contratação da confiabilidade sistêmica desvinculada da venda de energia poderia auxiliar na superação de um dos desafios de desenho do mercado para a expansão do sistema.

O documento lembra que o modelo vigente apresenta uma distorção na alocação de custos de expansão, que recai majoritariamente sobre os consumidores regulados. As alterações sugeridas na legislação visariam corrigir essa alocação relativo ao produto confiabilidade, que deveria ser suportada por todos os beneficiários, e contratado centralizadamente pelo poder concedente.

A remuneração pelo “lastro” para o gerador demandaria o compromisso de entrega da confiabilidade que o sistema precisa, especialmente nos momentos de maior demanda por energia. Já a remuneração pela energia vendida passaria a ser gerida individualmente por cada gerador. Dessa forma, haveria dois produtos a serem comercializados pelos geradores, o lastro (confiabilidade) e a energia. Foram propostas, assim, alterações na Lei nº 10.848/2004, objetivando alcançar essa separação, e levada à consulta pública.

Após recebimento de contribuições e análises realizadas, foram promovidas melhorias nos dispositivos inicialmente apresentados, por meio das Notas Técnicas nº 14/2017/AEREG/SE e nº 1/2018/AEREG/SE do MME.

No tocante à possibilidade de separação de lastro e energia, a Nota Técnica nº 14/2017/AEREG/SE (BRASIL, 2017c), destaca, entre outros, a: i) previsão de um cronograma para a regulamentação para a contratação de lastro; ii) retirada da proposta de alteração da lei dos atributos de projetos de geração a serem valorados na contratação do lastro, deixando essa definição para a regulação infralegal; iii) inclusão do conceito de lastro, como provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica; e iv) a possibilidade do poder concedente contratar a energia no mercado regulado sem diferenciar empreendimentos novos e existentes.

A redação final no âmbito da Consulta Pública 33/2017 do MME, visando endereçar essa questão, ficou da seguinte forma (BRASIL, 2017c):

Art 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com a seguinte redação:

[...]

“Art. 3º O Poder Concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de geração de cada empreendimento, a quantidade de energia elétrica e de lastro a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação.

.....  
§4º Será vedada a contratação de energia de reserva de que trata o §3º após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C.

§5º O lastro de geração de que trata o caput é definido como a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica.” (NR)

§6º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e habilidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

§7º Após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.”

“Art. 3º-A Os custos decorrentes da contratação de energia de reserva de que trata o art. 3º desta Lei nº, contendo, dentre outros, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários, serão rateados

entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, incluindo os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no §5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores na parcela do consumo líquido, conforme regulamentação.” (NR)

“Art. 3º-C O poder concedente poderá realizar, diretamente ou indiretamente, licitação para contratação de lastro de geração necessário ao atendimento da expansão do consumo de energia elétrica.

§1º A contratação de que trata o caput ocorrerá por meio de centralizadora de contratos.

§2º O poder concedente deverá prever e a forma, os prazos e as condições da contratação de que trata o caput e as diretrizes para a realização das licitações.

§3º Os custos da contratação, representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos por meio encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, conforme regulamento.

§ 4º O regulamento de que trata o § 3º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados até 31 de dezembro de 2020.”

§5º A centralizadora de contratos será responsável pela gestão das receitas do encargo de que trata §3º e das despesas da contratação de que trata o caput.

§6º Na hipótese de a contratação de capacidade ser proveniente de fonte nuclear, sua contratação será realizada diretamente com a Eletrobrás Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR ou outra empresa que a suceda.

§7º O poder concedente deverá estabelecer até 30 de junho de 2020:

I - cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, não podendo o início da contratação ser posterior à data de redução a 1000 kW do requisito mínimo de carga de que trata o Art. 16 Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

II – as diretrizes, regras e padrões e de alocação de custos referentes aos parágrafos anteriores deste artigo; e

III - a regra explícita para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.

§8º A contratação de novos empreendimentos na forma deste artigo poderá ser realizada:

I - com segmentação de produto por fonte primária de geração de energia e;

II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento



de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.

§ 9º A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.” (NR)”

Ao final da consulta, recomendou-se o encaminhamento do seu resultado ao Congresso Nacional. No Senado Federal, por meio do Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232/2016, aproveitaram-se das várias propostas elencadas na CP 33 para serem incluídas no referido projeto.

Após emendas realizadas ao PLS 232/2016 e alterações de forma e técnica legislativa, o projeto foi aprovado no Senado e encaminhado para a Câmara dos Deputados em 10/2/2021. Nesta Casa Legislativa, aquele PLS recebeu a denominação de Projeto de Lei (PL) nº 414/2021. Havia uma expectativa da sua aprovação para o final do ano de 2022. Entretanto, com as mudanças no cenário político decorrente das eleições presidenciais e, em que pese demandas de diversas esferas para a aprovação deste projeto, já que, de maneira mais ampla, trata da modernização do setor elétrico, ele ainda se encontra em discussão na Câmara dos Deputados.

É preciso esclarecer, contudo, como será exposto no subtópico 5.3.7, que, por meio da MPv nº 998/2020, convertida na Lei nº 14.120/2021, foram promovidas alterações nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848/2004, como meio de viabilizar o leilão de reserva de capacidade de potência, medida transitória para endereçar o problema de suprimento de potência, apontado em estudos da EPE, até que se efetivem as alterações necessárias para a modernização do setor.

### **5.3.5. Grupo de Modernização do Setor Elétrico**

Dando continuidade aos trabalhos desenvolvidos ao longo das Consultas Públicas nº 21/2016 e nº 33/2017, o MME, por meio da Portaria nº 187/2019, instituiu um Grupo de Trabalho com a finalidade de aprofundar estudos relativos ao tema de modernização do setor elétrico (GT Modernização).

O GT foi dividido em grupos temáticos e foi constituído por membros do MME, da Aneel, da EPE, do ONS, da CCEE, bem como contou com a participação de

especialistas de outros órgãos e entidades e representantes da sociedade civil e associações.

Foram realizadas reuniões, consultas públicas e *workshops* temáticos, visando discutir os diversos aspectos envolvendo a modernização do setor. Entre eles, houve grupo, coordenado pela EPE, que cuidou do tema “Lastro e Energia”.

O Relatório do Grupo da Modernização do Setor Elétrico (BRASIL, 2019) trouxe a consolidação dos principais diagnósticos e propostas elaborados pelos grupos temáticos. Além disso, cada grupo produziu documento próprio, sendo o “Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia” endereçado para tratar desta questão (EPE, 2019b).

No relatório consolidado, em relação ao tema “Lastro e Energia”, salientou-se que cabe ao poder concedente garantir o suprimento de energia elétrica a todos os consumidores, em qualquer momento, mesmo nos períodos críticos. Para tanto, foram apontados dois principais fatores que justificariam a necessidade de contratação em separado de lastro e de energia.

O primeiro deles se refere às mudanças na matriz elétrica nacional, observando-se restrição não só em energia, mas também em capacidade (potência) para atender os momentos de pico.

O segundo consiste na alocação de custos para a segurança de suprimento e atendimento de capacidade, que recai sobremaneira sobre o consumidor regulado, ao invés do rateio entre todos os consumidores.

Apontou-se, também, que a comercialização conjunta de lastro e energia (como ocorre hoje no modelo vigente) prejudica a precificação de novos produtos necessários para o sistema.

Considerando os desafios para implantação de um modelo para essa separação, sugeriu-se uma avaliação da forma de contratação dos atributos do sistema visando garantir a expansão da oferta de energia, com sustentabilidade na garantia de confiabilidade e segurança sistêmica e com foco na viabilidade de

financiamento dos projetos, e tratamento dos contratos existentes (ou contratos legados).

Propôs-se a introdução de mecanismos de contratação de capacidade, separando-se a comercialização de lastro e energia, devendo-se realizar estudos mais aprofundados para a definição de um melhor modelo para o mercado brasileiro.

Além disso, entre os pontos elencados em Plano de Ação para a implementação deste modelo, havia a adoção de ações transitórias para a viabilização da contratação de capacidade/potência com menor legado crítico possível.

### **5.3.6. Comitê de Implementação da Modernização**

Com a conclusão dos trabalhos do GT Modernização, o MME publicou a Portaria nº 403/2019 instituindo o Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM). Esse comitê foi criado para viabilizar a execução do plano de ação discriminado no relatório do GT, assim como outras medidas necessárias ao caminho da modernização do setor, inclusive aquelas de transição.

Neste sentido, a Empresa de Pesquisa Energética produziu o documento EPE-DEE-011/2020 (EPE, 2020), que teve como objetivo trazer um detalhamento das atividades e estudos necessários para a implementação das medidas de transição para assegurar o atendimento aos requisitos de potência do sistema, até a implementação da proposta estrutural de novo desenho de mercado do setor.

No documento, destacou-se que os Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), desde o PDE 2019, vêm alertando sobre a necessidade do requisito de capacidade de potência para o sistema e indicando a realização de contratação específica para esse atendimento.

Dentre as soluções apresentadas no referido documento, propôs-se a realização de leilão de reserva de capacidade para a contratação de potência como uma medida transitória para suprir a necessidade sistêmica até que as mudanças estruturais para o novo modelo do setor elétrico fossem concebidas.

Ponderou-se que para a realização deste leilão deveriam ser promovidas alterações no Decreto nº 6.353/2008, que regulamenta a contratação de reserva de capacidade de geração, estabelecida pelo art. 3º, § 3º, da Lei nº 10.848/2004. Além disso, apontou como fontes candidatas à participação no certame as usinas termelétricas 100% flexíveis e as usinas hidrelétricas, que possuem características de instalações de geração controláveis.

No tocante a essas últimas, em face do longo prazo para implantação de novos empreendimentos, considerou-se como solução para medidas de transição, a modernização e repotenciação de usinas existentes.

Destinou-se uma seção específica do documento para discutir esse tipo de intervenção nas UHEs. Investimentos em reforma de equipamentos existentes ou instalações de novas unidades geradores em poços vazios poderiam resultar tanto em ganhos energéticos quanto em capacidade. Lembrou que nos Estados Unidos da América (EUA), os investimentos em repotenciação e modernização de UHEs entre os anos de 2006 e 2016 resultaram em incremento de 1.435 MW de potência para o sistema.

Realçou recente publicação da própria EPE que, por meio do documento EPE-DEE-088/2019 (EPE, 2019a), apresentou estudos específicos sobre repotenciação e modernização do parque hidrelétrico brasileiro, inclusive quanto ao próprio potencial dessas intervenções. Trouxe ainda um panorama sobre as circunstâncias regulatórias que deveriam ser observadas para as usinas em operação, considerando que existem as usinas cotistas (que prorrogaram a concessão ou foram licitadas nas condições estabelecidas pela Lei nº 12.783/2013 e cuja receita para obras de ampliação seria definida por regulamentação da Aneel) e as não-cotistas (cuja receita para tal ampliação poderia ter como parâmetro a remuneração pela energia adicional auferida).

Ponderou-se, entretanto, que, ante à vedação contida no art. 4º, § 1º, da Lei nº 12.783/2013 quanto ao rateio dos custos das usinas cotistas apenas para o mercado regulado, tal limitação contrariaria as premissas de contratação em que os custos deveriam ser compartilhados entre todos os consumidores. Assim, recomendou-se

apenas a participação de usinas não-cotistas no leilão, além das usinas termelétricas flexíveis.

### 5.3.7. Leilão de Reserva de Capacidade de 2021

Com base nos estudos realizados pela EPE por meio do relatório EPE-DEE-011/2020, anteriormente exposto, buscou-se a adequação do arcabouço legal e normativo para a viabilização do leilão para a contratação de potência.

Ao invés de se promover alteração no Decreto nº 6.353/2008, como inicialmente aventado pela EPE, optou-se por aproveitar a edição da MPv nº 998/2020, que dispunha sobre medidas emergenciais temporárias para mitigação dos efeitos econômicos da Pandemia de Covid-19 sobre tarifas de energia elétrica e endereçava outros temas urgentes de interesse do setor, para promover alterações na Lei nº 10.848/2004.

As mudanças na redação dos arts. 3º e 3º-A da referida lei deixaram explícitas a possibilidade de contratação de reserva de capacidade pelo poder concedente, bem como o rateio dos custos decorrentes desta contratação entre todos os usuários do sistema. A MPv nº 998/2020, foi posteriormente convertida na Lei nº 14.120/2021, cuja redação final dos citados artigos foi a seguinte:

Art. 3º O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica ou **de reserva de capacidade** a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional e a relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência. (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021)

[...]

Art. 3º-A. Os **custos decorrentes da contratação de reserva de capacidade de que trata o art. 3º desta Lei**, inclusive a energia de reserva, abrangidos, entre outros, os custos administrativos e financeiros e os encargos tributários, **serão rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN**, incluídos os consumidores referidos nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores, estes apenas na parcela da energia elétrica decorrente da interligação ao SIN, conforme regulamento. (Redação dada pela Lei nº 14.120, de 2021) (destaques nossos)

Em 28 de maio de 2021, foi editado o Decreto nº 10.707/2021, regulamentando a contratação de reserva de capacidade, estabelecida pelos citados artigos da Lei nº 10.848/2004.

No mesmo dia, o Ministério de Minas e Energia lançou a Consulta Pública 108/2021, contendo minuta de portaria com as diretrizes para a realização do leilão para contratação de potência elétrica e energia associada, denominado de “Leilão de Reserva de Capacidade de 2021”.

Na referida minuta, anexada à Portaria nº 518/2021 (BRASIL, 2021a), era prevista a participação de usinas hidrelétricas no certame, conforme elencado no art. 4º, inciso I:

Art. 4º No Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021, serão negociados os seguintes produtos:

I - Produto Potência Flexível, no qual poderão participar empreendimentos de geração com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável, para as quais o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, sem energia associada, **a partir das fontes termelétrica e hidrelétrica**; e (destaques nossos)

No entanto, após as contribuições oferecidas na mencionada consulta, a fonte hidrelétrica foi impossibilitada de participar do certame. O MME, por meio da Nota Técnica nº 93/2021/DPE/SPE, realizou a análise das contribuições recebidas no âmbito da referida consulta pública e expôs as razões para essa impossibilidade (BRASIL, 2021b, p. 4-5):

4.13. Nesse sendo, diante da **impossibilidade, ao menos momentânea, da EPE e demais órgãos relacionados de formular de uma metodologia para a quantificar de oferta de potência que cada empreendimento hidrelétrico poderia ofertar no presente certame, propõe-se retirar a possibilidade de participação de empreendimentos hidrelétricos no Leilão de Reserva de Capacidade de 2021**. Todavia, registre-se a **necessidade de avançar nas medidas que permitam viabilizar a contratação de Usinas Hidrelétricas por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade**.

4.14. Cabe ressaltar também que **uma parte considerável de usinas hidrelétricas com poços para receberem novas máquinas hoje encontram-se no regime de cotas de garantia física**. Neste cenário ainda restam dúvidas se usinas hidrelétricas alcançadas pelo regime de cotas criado pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, poderiam

comercializar potência, mesmo que proveniente de ampliações de capacidade instalada, motivado pelo que estabelece o art. 4º da referida lei.

**4.15. Diante de tal incerteza e insegurança jurídica, entende-se não ser recomendável a participação de usinas cotistas, ainda que fosse possível superar a falta de uma metodologia de cálculo da disponibilidade de potência.**

**4.16. Nesse sentido, a partir da capitalização da Eletrobras está prevista a renovação dos Contratos de Concessão para as Usinas Hidrelétricas da Eletrobras alcançadas pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, alterando o regime dessas Usinas para o Regime de Produção Independente de Energia. A mudança no regime de comercialização de energia elétrica dessas Usinas passa a permitir, de forma incontestada, que tais empreendimentos possam comercializar não só energia, mas também potência por meio de Leilões de Reserva de Capacidade.** Ampliando-se de forma significativa a oferta de empreendimentos hidrelétricos elegíveis a ofertar potência adicional ao SIN a ser considerada em futuros leilões. (destaques nossos)

Percebe-se, assim, que em razão das dificuldades em se avançar nas discussões sobre pontos relevantes para a participação de usinas hidrelétricas no certame, como avaliações de disponibilidade hídrica e gestão de água, fórmula de alocação de energia e potência, remuneração de usinas cotistas e não cotistas etc., as UHEs terminaram não podendo participar deste primeiro leilão.

Contudo, o MME ressaltou a importância de se promover os debates necessários para que essa tecnologia venha a participar de um próximo certame. Vale lembrar que a Eletrobras foi capitalizada em junho de 2022 e foram celebrados novos contratos de concessão para 22 usinas hidrelétricas sob sua operação, nos termos do arts. 2º, 3º, inciso II, e 4º, inciso III, da Lei nº 14.182/2021, passando ao regime de exploração para produção independente. Esse novo cenário permitiria a participação das usinas cotistas da Eletrobras nos próximos leilões de capacidade.

É preciso lembrar apenas que a migração para o novo regime se dará de forma gradual (do regime de cotas para produção independente) para não onerar os consumidores, de acordo com o estabelecido no art. 5º, inciso III, da mencionada lei e do art. 1º, § 10, da Resolução nº 15/2021, do CNPE, iniciando-se a fase de descotização a partir de janeiro de 2023, incrementando-se o montante descotizado em 20% ao ano.

De qualquer sorte, as alterações promovidas pela Lei nº 14.182/2021, trazem a possibilidade de um maior universo de UHEs candidatas a participação em futuros leilões, mitigando uma das limitações levantadas pela EPE no relatório EPE-DEE-011/2020, mencionado no subtópico 5.3.6 deste trabalho.

A consultoria PSR, em sua publicação “Energy Report” de abril de 2021, apresentou alguns elementos que poderiam representar uma possível ameaça à participação de repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas no leilão de reserva de capacidade de potência, destacando, entre eles a condição particular das usinas cotistas. Trouxe também possíveis soluções para viabilizar tal participação, concluindo ao final que (PSR, 2021, p. 12):

### Conclusões

- Os Planos Decenais da EPE têm identificado a necessidade de contratar reserva de capacidade (potência) a partir de critérios estabelecidos pela Resolução CNPE 29/2019.
- A Lei 14.120/2021 estabelece que o custo dessa contratação deve ser compartilhado por todos os consumidores de energia. Afinal, a segurança de suprimento é de interesse de todos.
- **Estudos da EPE indicam que a RMA das hidrelétricas é competitiva para o suprimento de lastro de potência.** Em alguns casos, resultam também em benefícios energéticos.
- **É necessário modificar a legislação para incentivar as UHEs cotistas a também passar por processo de modernização.** A ANEEL deve ainda adequar a definição de “aproveitamento ótimo” para levar em conta não apenas os efeitos energéticos, mas também os de potência.
- **UHEs com prazo de contrato de concessão vencendo no curto prazo precisarão de garantias de que o investimento não amortizado na modernização estará a salvo de afundamento ao fim do prazo do contrato.** Esta equação financeira precisa ser discutida em benefício do consumidor.
- A operação de ativos como usinas hidrelétricas e linhas de transmissão segue critérios de segurança associados à ocorrência de eventos improváveis. Com as tecnologias existentes, é possível hoje explorar melhor o uso destes ativos através de sua “digitalização” e do uso de sistemas inteligentes que transformam limites “estáticos” (baseados na ocorrência de eventos improváveis) em limites dinâmicos, baseados nas condições vigentes, de acordo com a conveniência. (destaques nossos)

Em que pese não ter ocorrido a alteração formal da Lei nº 12.783/2013, que implementou o regime de cotas, a retirada das usinas da Eletrobras do regime, por



meio da lei de capitalização da empresa, foi um avanço para um incentivo para a participação de mais usinas em um próximo certame, caso a participação de UHEs venha a ser admitida. Um próximo passo seria, de fato, promover alterações necessárias na Lei nº 12.783/2013 para que outras usinas ainda submetidas a este regime possam participar, especialmente no tocante ao rateio dos custos da contratação de reserva de capacidade de potência entre todos os usuários do sistema.

### **5.3.8. Conclusão separação de lastro e energia e RMA de UHEs**

O “Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia” buscou avaliar a separação da contratação de lastro e energia, apresentando experiências internacionais e propostas no âmbito nacional, além de apontar quais seriam os modelos mais indicados para o caso brasileiro. A conclusão foi no sentido de que essa separação é ferramenta necessária para o caminho da modernização do setor elétrico, assim como ocorreu em alguns países, cada qual com as particularidades do seu modelo.

As discussões legislativas em curso, por meio do PLS 232/2016, renumerado para PL 414/2021 na Câmara dos Deputados, que se aproveitaram das discussões travadas nas Consultas Pública 21/2016 e 33/2017, bem como do GT de Modernização do Setor Elétrico, caso venham a ser aprovadas, podem ser indutores para que essas mudanças venham a ser implementadas.

A separação entre lastro e energia é vista por especialistas e entidades do setor como um atrativo para que haja mais investimentos em repotenciação, modernização e ampliação de UHEs, já que se acrescenta o incentivo para a comercialização de um outro produto que poderá contribuir para a amortização dos investimentos. A própria consultoria PSR, como realçado no subtópico anterior, aponta que a RMA de hidrelétricas se mostra atrativa para o suprimento de lastro de potência.

Enquanto as alterações legislativas não se concretizam para a modernização do setor, medidas de transição estão em curso, a exemplo da realização do primeiro leilão de reserva de capacidade de potência, realizado em 2021. Apesar de as UHEs não terem sido contempladas naquele certame, o MME está atento à necessidade de que os estudos avancem para possibilitar essa participação em um próximo leilão.

Cabe ainda destacar que, em dezembro de 2022, em continuidade aos assuntos afetos à modernização do setor elétrico e, em especial, à separação de lastro e energia, o MME abriu Consulta Pública 146/2022 para coletar contribuições relativas aos seguintes relatórios produzidos pela EPE: “Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade”, “Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade” e “Precariedade de Limite de Oferta e Mecanismo para Cobertura de Exposições”.

Observa-se, portanto, que estudos adicionais quanto à separação entre lastro e energia continuam em andamento para aperfeiçoamento do modelo pensado, a ser implantado do âmbito nacional.

#### **5.4. Potencial de repotenciação e ampliação de UHEs no Brasil**

Diversos estudos, tanto no âmbito internacional quanto nacional, apontam benefícios de se realizar a repotenciação e ampliação de usinas hidrelétricas, numerando desde o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia elétrica até atributos ambientais, como menor acionamento de termelétricas poluentes, por exemplo.

Além disso, alguns desses estudos trazem avaliações acerca do potencial de repotenciação e ampliação de UHEs, assim como de estimativas de custos associados a essas intervenções.

Para essas avaliações, no caso de repotenciação, podem ser considerados patamares de intervenções, que variam de mínima a pesada. Bermann, Veiga e Rocha (2004), em um dos estudos pioneiros sobre o tema no Brasil, com base em parâmetros da Aneel, apontavam os seguintes percentuais para a avaliação realizada:

**Repotenciação Mínima:** corresponde ao reparo da turbina e do gerador, recuperando seus rendimentos originais. Este reparo corresponde, em média, a 2,5% de ganho de capacidade;

**Repotenciação Leve:** corresponde à classificação adotada pela ANEEL, em que se obtém da ordem de 10% de ganho de capacidade – valor adotado por já existirem vários casos neste nível. Envolve repotenciação da turbina e do gerador;

**Repotenciação Pesada:** corresponde à classificação da ANEEL, com ganhos de capacidade de 20 a 30% pela troca do rotor. Poucos casos foram registrados. No levantamento, adotou-se 23,30% como valor médio.

No citado estudo, foram levantadas UHEs com capacidade instaladas maiores de 30 MW e com mais de vinte anos de entrada em operação. Chegou-se a um universo de 67 usinas com um total de 34.734,70 MW de potência instalada. Assim, as perspectivas de repotenciação ficaram em 868,37 MW (mínima), 3.473,47 (MW) (leve) e 8.093,19 MW (pesada).

Foi ainda realizado um levantamento do potencial de repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Concluiu-se que, com a reabilitação dessas unidades, poderia se agregar 200 MW ao sistema, bem como mais 120 MW com a reativação de PCHs que se encontravam desativadas.

Apontou-se, também, estimativa de investimentos necessários, ressaltando-se as vantagens em termos de valor e prazo comparativamente à expansão do sistema, por meio de novos empreendimentos.

A Empresa de Pesquisa Energética, em junho de 2008, publicou a Nota Técnica EPE-DEN 03/2008, denominada “Considerações sobre Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas” (EPE, 2008). Neste estudo, ponderou-se a necessidade de se realizar um levantamento mais preciso acerca das usinas/máquinas passíveis de serem repotenciadas e modernizadas, haja vista a ausência de avaliações mais acuradas até aquele momento no cenário nacional.

Opinou-se que o trabalho de Bermann, Veiga e Rocha (2004) foi muito otimista quanto ao potencial de repotenciação das usinas no Brasil. Partindo-se, inicialmente, do universo de 67 usinas elencadas pelos citados autores (com mais de vinte anos e mais de 30 MW de capacidade instalada), a EPE excluiu algumas UHEs (autoprodutores de energia, usinas não conectadas ao SIN, não despachadas centralizadamente pelo ONS e aquelas cujo rendimento do conjunto turbina-gerador – divulgado pelo Operador – estavam acima do estabelecido para estudo). Ao final, ficaram 44 usinas repontenciáveis, totalizando 24.053 MW de potência instalada.

Tomando como base o modelo de simulação SUIISHI-O (modelo de Simulação a Usinas Hidrelétricas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), a EPE simulou dois cenários, um com a configuração do SIN à época, sem repotenciação, e outro com a nova configuração, com a realização de repotenciação e aumento de rendimento do conjunto turbina-gerador para 0,9144.

Chegou-se à conclusão de que, para as 44 usinas analisadas, haveria um acréscimo de potência efetiva do SIN de 605 MW (2,84%) e de energia firme de 272 MW médio (2,33%), parâmetros bem menores do que aqueles estabelecidos pelo trabalho de Bermann, Veiga e Rocha (2004).

A Aneel discutiu, por meio da Nota Técnica nº 026/2011-SRG/Aneel (ANEEL, 2011), a repotenciação de UHEs que pudessem agregar ganhos na operação energética e disponibilidade de potência horária ao SIN, por meio de proposta regulatória para incentivar esses investimentos.

No referido documento, deu-se uma maior ênfase ao potencial de instalação de novas unidades geradoras em poços existentes em UHEs que não tiveram máquinas instaladas na época da implantação do empreendimento (também chamado de motorização de poços vazios). Com base em dados de vertimentos dos anos de 2006 a 2010 para algumas usinas com poços disponíveis, ponderou-se que os montantes vertidos poderiam ser utilizados para a produção de energia, caso máquinas estivessem instaladas nos espaços disponíveis.

Estimou-se o percentual de dias com e sem vertimento, concluindo-se haver uma maior viabilidade técnica em algumas usinas do que em outras, recomendando-se estudos mais aprofundados por parte do ONS para simulações do SIN com uso de várias séries hidrológicas, sem estabelecer números quanto a esse potencial.

Salientou, contudo, que, por vezes, essas intervenções não geram um aumento de garantia física que compensem os investimentos, sendo necessário tratamento regulatório para o seu incentivo. Entre as opções aventadas, considerando a importância para o atendimento de demanda máxima do SIN, apontou-se a realização de leilão específico para a contratação de potência para o sistema (como um serviço

ancilar), devendo os seus custos serem suportados via Encargos de Serviços de Sistema (ESS), com fundamento no art. 59, inciso II, do Decreto nº 5.163/2004. Tal sistemática poderia reduzir o despacho de termelétrica para atendimento da demanda máxima (com o uso das UHEs repotenciadas), reduzindo-se o custo que seriam suportados pelo ESS.

Em sua dissertação de mestrado, Gomes (2013) apresenta mais uma estimativa do potencial de repotenciação de UHEs no Brasil. Na metodologia adotada no seu trabalho, foram utilizadas unidades geradoras (não usinas como um todo) com mais de trinta anos de idade e capacidade instalada maior do que 15 MW para a avaliação, além de poços vazios em usinas já construídas.

Ela considerou que o estudo de Bermann, Veiga e Rocha (2004) foi bastante otimista em algumas hipóteses no levantamento do potencial de repotenciação no país. Contudo, pontuou que a EPE, na sua avaliação de 2008, acabou assumindo hipóteses restritivas (como o rendimento máximo do conjunto turbina-gerador), terminando por subestimar esse potencial.

A idade de trinta anos (diferentemente dos vinte anos adotado no trabalho de Bermann, Veiga e Rocha), teve como base levantamento realizado na referida tese sobre usinas repotenciadas ao redor do mundo.

Identificou-se um total de 193 unidades geradoras em 43 UHEs, com uma capacidade de 25.872,37 MW, representando 19,6% do total instalado de usinas hidrelétricas no país à época.

Utilizando-se do mesmo parâmetro da Aneel aplicado no estudo de Bermann, Veiga e Rocha (2004) para repotenciação mínima, leve e pesada, a autora estimou um potencial de 646,81 MW, 2.587,24 MW e 6.028,26 MW, respectivamente. Esses montantes são menores que os do citado estudo, mas superiores aos realizados pela EPE.

Já para o potencial de ganho pela motorização de poços vazios, foram avaliados dois cenários: o primeiro considerando que a capacidade instalada adicional nas UHEs existentes com espaço para essa motorização passaria a ser remunerada

para atendimento de ponta de carga; e um segundo levando-se em conta apenas a remuneração pela garantia física adicionada à usina, de acordo com o modelo vigente. Para este último, ressaltou-se que poderia não haver vazão vertida bastante para justificar a implantação de unidades geradoras em todos os poços vazios disponíveis.

Para o Cenário 1, considerando-se doze UHEs, obteve-se um adicional de 27 novas unidades, com um ganho de 5.096 MW de potência ao sistema. Já no Cenário 2, seria possível adicionar 18 novas unidades, em 8 usinas, com um acréscimo de 3.341,50 MW. Esses montantes foram comparados ao parque gerador hidráulico à época, representando um incremento de 6,01% na potência instalada das UHEs para o Cenário 1 e 3,95% para o Cenário 2.

Salientou-se que, apesar de os percentuais não serem tão elevados, essa adição ao SIN poderia ser utilizada para atendimento dos momentos de maior demanda por energia.

Uma outra dissertação de mestrado, elaborada por Lemos (2014), tratou sobre a repotenciação de UHEs com o foco apenas na motorização de poços vazios existentes. Foram avaliadas dez usinas hidrelétricas criando-se equações e realizando-se simulações junto ao CEPEL para estimar o ganho de energia decorrente do acréscimo de potência. O critério de seleção dessas dez usinas levou em conta a pouca necessidade de intervenções de obras civis, ou seja, priorizou-se aquelas cujos investimentos requeridos envolvessem essencialmente o fornecimento de turbina, gerador, sistemas e equipamentos auxiliares associados, bem como transformador elevador de tensão.

O resultado obtido desta seleção retornou um incremento de 2.091,60 MW em potência a ser disponibilizada ao SIN e um ganho energético de 198,89 MWmédios. Ponderou-se que esse ganho de energia é pequeno se comparado ao montante de potência adicionado, e, uma vez que o modelo vigente remunera apenas a energia assegurada (como garantia física), poderia não haver incentivo para a realização dos investimentos.

Neste trabalho, examinou-se, ainda, a viabilidade econômica de se promover essa motorização adicional. Concluiu-se que, face à limitação acima exposta para a

comercialização do agregado ganho marginal de energia, apenas duas das dez usinas estudadas apresentariam viabilidade econômica para serem implementadas. Para que todas as dez que possuem viabilidade técnica para a motorização dos poços vazios fossem implantadas, deveria haver alterações no aparato regulatório para fomentar esses investimentos, sugerindo-se como alternativas (LEMOS, 2014):

- (i) Realização de leilões regionais para venda de potência, sendo os geradores remunerados por contratos de disponibilidade específicos para esta modalidade de suprimento, com financiamento via Encargos de Serviços do Sistema (ESS) ou outro mecanismo;
- (ii) Utilização da alternativa acima como reserva de potência operativa para atendimento tanto à demanda máxima horária quanto a serviços ancilares (por exemplo, controle secundário de frequência e reservas girante / permanente); e
- (iii) Desenvolvimento de um mercado de garantia física de potência para remuneração da potência nova disponibilizada ao sistema, especialmente no atendimento aos horários de ponta.

As sugestões apresentadas são no sentido de reconhecer o atributo de potência adicionado, buscando-se uma remuneração específica para contemplá-lo, semelhante ao recomendado em outros trabalhos, como discutido no subtópico 5.2.

Borborema (2015), no trabalho intitulado “A Repotenciação e motorização de usinas hidrelétricas como alternativa para mitigar os efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica no Brasil”, também promove uma discussão acerca das perspectivas e do potencial de repotenciação e motorização de poços vazios no país.

O autor apresenta uma relação de usinas submetidas a algum tipo de processo de repotenciação, destacando que a idade média das UHEs quando sofreram a intervenção era de 39,2 anos, sendo obtido um aumento médio de capacidade instalada de 14,4%. Esse percentual foi utilizado para efetuar algumas simulações ao longo do trabalho. Contudo, os estudos não focaram em se estabelecer um potencial de repotenciação no país, mas sim, tiveram como objetivo analisar o impacto da realização de repotenciações e motorizações de UHEs como forma de enfrentar os efeitos do clima no SIN, por meio de simulações que levaram em consideração aspectos técnicos, econômicos e climáticos.

A EPE produziu mais um estudo sobre o assunto, denominado “Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas – Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada”, sob número EPE-DEE-088/2019 (EPE, 2019a). Para o levantamento deste trabalho, delimitou-se para o conjunto de usinas aquelas com capacidade instalada superior a 100 MW e idade superior a 25 anos. Assim, foram selecionadas 51 UHEs, com um total de 49.973 MW de potência passível de repotenciação e idade média de 47 anos em operação.

Para as simulações de ganhos energéticos foram utilizados os modelos NEWAVE e SUIISHI, adotando-se um parâmetro de rendimento meta para o conjunto turbogerador de 92,4% após as intervenções (superior ao estimado no trabalho de 2008, que era de 91,44%, face à internalização de novas experiências absorvidas entre os estudos).

Com base nas simulações, chegou-se à estimativa de ganho de energia firme de 441 MW médios e de energia média para o sistema de 520 MW médios. Avaliou-se, ainda, o aumento da capacidade instalada, tendo em conta cenários com acréscimos de 5%, 10% e 20%, alcançando-se 2.685,11 MW, 5.370,22 MW e 10.740,44 MW, respectivamente, para o potencial de usinas estudadas.

No tocante à ampliação de usinas por motorização de poços vazios, mencionou levantamento realizado pela empresa em 2012, que contabilizou 7.240 MW passíveis de implantação, ressaltando que essa quantidade de potência deveria ser avaliada em detalhes.

Concluiu que: i) a modelagem da degradação dos equipamentos gera perdas na geração hidrelétrica, impactando em aumento dos custos operativos do sistema e ineficiência no uso dos recursos hídricos; ii) maiores índices de eficiências das usinas repotenciadas, gerando uma maior produtividade e otimização dos recursos hídricos; iii) redução do Custo Marginal de Operação (CMO) médio no período estudado em até 11%; iv) possibilidade técnica de acréscimo de aproximadamente 11.000 MW de capacidade instalada, trazendo-se mais recursos de potência para atendimento dos períodos de maior demanda, devendo-se, contudo, evoluir na discussão sobre remuneração deste atributo para fins de estimular essa modernização; v) a avaliação econômica, levando-se em conta apenas o incremento da energia firme, demonstrou



que para uma parcela das usinas o investimento em repotenciação não se mostrou viável (e para muitas delas, caso se realize uma intervenção mais pesada), necessitando-se, mais uma vez, progredir na forma de remuneração.

O estudo ressaltou ainda que o potencial de repotenciação no Brasil pode ser maior do que a seleção apresentada, sendo um extenso campo para ganhos de eficiência, de capacidade e de confiabilidade para o sistema.

A seguir, apresenta-se quadro com um resumo do potencial de repotenciação trazidos em alguns dos trabalhos mencionados neste subtópico, ressaltando-se que cada um deles possui particularidades, seja em termos técnicos ou temporais, que precisam ser levando em conta na hora de se efetuar uma comparação direta. Ademais, registra-se que foram promovidos alguns ajustes para efeito de contemplar essas informações em forma de resumo (alguns deles destacados na nota de rodapé do quadro):

**Quadro 1 – Resumo dos estudos relacionados ao potencial de repotenciação/ampliação de usinas hidrelétricas.**

Estudo	Adição de capacidade instalada em decorrência de Repotenciação (MW)				Motorização de poços vazios (MW)	Aumento de energia firme (MWmédio)
	Mínima	Leve	Pesada	Calculada		
<b>Bermann, Veiga e Rocha (2004) <sup>(1)</sup></b>	868,37	3.473,47	8.093,19			
<b>EPE (2008) <sup>(2)</sup></b>				605,00		272,00
<b>Gomes (2013)</b>	646,81	2.587,24	6.028,26		5.096,00	
<b>Lemos (2014) <sup>(3)</sup></b>					2.091,60	198,89
<b>EPE (2019a) <sup>(4)</sup></b>	2.685,11	5.370,22	10.740,44		7.240,00	441,00

(1) Para a motorização de poços vazios indicou-se o montante obtido pelo Cenário 1, vislumbrando-se uma possível alteração no modelo vigente para remuneração do atendimento de ponta de carga.  
(2) Uma vez que a EPE não segmentou, no seu relatório, em "mínima", "leve" e "pesada", adotou-se a nomenclatura "calculada" para indicar o resultado do estudo.  
(3) O aumento de energia firme se refere apenas à motorização de poços vazios, sem considerar o incremento que poderia se ganhar com a repotenciação.  
(4) Em que pese a EPE não ter classificado "mínima", "leve" e "pesada" o seu levantamento, indicou-se na tabela para fins didáticos, tendo em vista que foram adotados patamares de intervenções que se aproximam dos estudos anteriores.

Fonte: elaboração própria

O Quadro 1 demonstra que os estudos pesquisados apontam para a existência de um potencial técnico de repotenciação e ampliação (por meio da motorização de poços vazios) de UHEs a ser explorado. A exequibilidade técnica, contudo, precisa de um respaldo econômico para que boa parte dos casos seja viabilizada.

Dessa forma, é importante frisar que algo em comum à grande parte dos mencionados estudos neste subtópico se refere à obstáculos existentes e necessidade de alteração no arcabouço regulatório/legal vigente (à época dos levantamentos) para incentivar a realização de RMA, convergindo-se, notadamente, para formas de se reconhecer adequada remuneração para esses investimentos, como já tratado no subtópico 5.2 deste trabalho.

## **5.5. Trabalhos realizados pelo TCU quanto ao tema repotenciação e modernização de UHEs**

### **5.5.1. TMS Segurança Energética**

O Tribunal de Contas da União, por meio do processo TC 021.247/2008-5, realizou fiscalização no Tema de Maior Significância (TMS) – Segurança Energética. O trabalho foi capitaneado pela extinta Secretaria de Fiscalização de Desestatização (Sefid) tendo como objetivo avaliar a adequação das políticas e ações dos agentes do setor elétrico para a garantia do abastecimento do mercado nacional de energia, com segurança, eficiência e sustentabilidade.

Um dos assuntos explorados na mencionada fiscalização se referiu à repotenciação e modernização de UHEs. À época (2008), a EPE havia acabado de publicar a Nota Técnica DEN 03/2008 (EPE, 2008) já mencionada neste trabalho. Tomando como base aquela nota e outros estudos, como o de Bermann, Veiga e Rocha (2004), além de coleta de informações junto à diversas entidades que atuam no setor, como a própria EPE, Aneel, ONS, MME, ANA, entre outros, foram efetuadas análises pela equipe técnica que sopesaram, em resumo, as seguintes questões no relatório que acompanhou o Acórdão nº 1.196/2010-TCU-Plenário (BRASIL, 2010):

- possível subavaliação, para aproveitamento hidrelétrico, da vazão natural de alguns rios nos estudos originais ou aumento na sua vazão em períodos após essas avaliações, a exemplo do Rio Paraná, como apontado pela ANA à época;

- necessidade de se promover mais estudos sobre os efeitos das mudanças climáticas no regime de vazão dos rios no país, que poderiam ser levados em conta na hora de se realizar avaliações sobre repotenciação e modernização de usinas;

- possível estimativa muito conservadora do rendimento do conjunto turbina-gerador utilizado no estudo da EPE, excluindo-se quase 30% das UHEs com possibilidade de serem repotenciadas; e

- ausência de informações mais precisas sobre a quantidade de usinas candidatas à repotenciação, bem como os montantes de energia e de potência a serem acrescentados ao sistema e os custos envolvidos para a realização desses investimentos (inclusive considerando atributos ambientais), visando dar suporte ao planejamento de longo prazo do setor;

Tais constatações atinentes a este tema culminaram em recomendações direcionadas ao MME, à EPE e à Aneel, aprovadas por meio do citado Acórdão (BRASIL, 2010):

## **9.2. Recomendar:**

### **9.2.1. ao Ministério de Minas e Energia (MME) que:**

[...]

9.2.1.5. em conjunto com a EPE, considerando a necessidade de otimização do potencial hidrelétrico, bem como o cenário de vencimento das concessões, desde já **elaborem estudos mais consistentes, que possam estimular novos investimentos em repotenciação e modernização em hidrelétricas**, inclusive argumentando sobre as vantagens ambientais em relação à implantação de novos empreendimentos;

[...]

### **9.2.2. à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que:**

9.2.2.1. avalie os **indícios de aumento de vazões em bacias hidrográficas de grande potencial de geração de energia**, como é o caso da bacia do rio Paraná, e analise a **conveniência de inaugurar novas linhas de pesquisas visando à aplicação dos resultados**

**das mudanças climáticas em possíveis ações de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas;**

9.2.2.2. em novas simulações para cálculo dos benefícios de repotenciação e modernização de usinas hidrelétricas, ratifique ou reveja o rendimento máximo teórico para o conjunto turbina-gerador, de forma a justificar o índice adotado ou torná-lo mais próximo à realidade da evolução tecnológica;

9.2.2.3. em articulação com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis (Ibama), **desenvolva metodologia para quantificar comparativamente os custos e os benefícios econômicos e ambientais de ações de repotenciação e modernização de hidrelétricas existentes** e do porte ótimo dos reservatórios em hidrelétricas a serem construídas;

[...]

**9.2.3. à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que:**

9.2.3.1. exija, em suas fiscalizações periódicas, a informatização/digitalização e a atualização dos documentos de engenharia das usinas hidrelétricas; (destaques nossos)

As determinações e recomendações da citada fiscalização foram monitoradas no âmbito do processo TC 012.949/2013-2. No voto que acompanhou o Acórdão nº 1.171/2014-TCU-Plenário, o Ministro-Relator Augusto Sherman, ao comentar sobre os itens não cumpridos ou implementados do Acórdão nº 1.196/2010-TCU-Plenário, ponderou que (BRASIL, 2014):

**I - Sobre os itens não cumpridos ou implementados do referido acórdão**

[...]

12. Existem indícios no sentido de que a repotenciação e modernização das usinas hidrelétricas, **objeto das recomendações 9.2.1.5, 9.2.2.2 e 9.2.2.3**, talvez não produza o aumento da geração de energia apontado pelas projeções iniciais. **De qualquer sorte, apenas estudos mais detalhados e individualizados poderão afirmar as vantagens econômicas e ambientais da adoção de cada ação, pelo que proporei seja realizado estudo que permita esclarecer as reais possibilidades de incremento na geração de energia por meio de repotenciação e modernização de usinas.** A questão do porte ótimo dos reservatórios deverá ser estudada juntamente com a questão maior relativa ao custo/benefício econômico e socioambiental de cada tecnologia de produção de energia.

13. O estudo acerca do **aumento da vazão dos rios em bacias de grande potencial de geração de energia, em razão das mudanças climáticas, e as formas pelas quais esse aumento de vazão possa vir a ser eventualmente aproveitado (9.2.1.5)** estarão abrangidos

nos **estudos necessários à revisão das garantias físicas**, não sendo necessário uma determinação específica.

Dessa forma, foram elencadas medidas, por meio do mencionado Acórdão, para endereçar essas questões, bem como a necessidade de se observar as determinações e recomendações proferidas no Acórdão 1.196/2010-TCU-Plenário. Especificamente quanto aos assuntos que teriam relação (direta ou indiretamente) com repotenciação e modernização de UHEs, destacam-se os seguintes itens da decisão (BRASIL, 2014):

9.3. determinar ao Ministério de Minas e Energia - MME que:

9.3.1. apresente ao TCU, no prazo de sessenta dias, **plano de ação**, acompanhado de cronograma, para a **elaboração de estudos que subsidiem a revisão ordinária das garantias físicas das usinas integrantes do sistema elétrico brasileiro**, cujo prazo dos certificados de energia assegurada findarão em 31/12/2014, nos termos da Portaria MME 303/2004 c/c art. 2º, § 2º, e art. 4º, § 1º, do Decreto 5.163/2004 e Anexo 1, art. 1º, parágrafo único, do Decreto 7.798/2012;

[...]

9.3.4. apresente no prazo de sessenta dias, **plano de ação**, acompanhado de cronograma, para a **elaboração de estudos** objetivando dimensionar a **real possibilidade e as vantagens econômicas e socioambientais da repotenciação e modernização de usinas**, objeto da recomendação contida no item 9.2.1.5 do Acórdão TCU 1.196/2010-Plenário;

Autuou-se novo processo (TC 019.228/2014-7) para monitorar os pontos tratados no Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário. No âmbito daqueles autos foram realizadas análises sobre os diversos temas abordados no TMS-Segurança Energética e foram prolatados os Acórdãos 184/2015 e 994/2015, todos do Plenário do TCU, trazendo algumas determinações, ressaltando-se no primeiro a necessidade de se atender as determinações propostas nos Acórdãos anteriores.

A Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), que assumiu a continuidade deste monitoramento, realizou avaliação quanto ao tema de repotenciação (contemplado no item 9.3.4 do Acórdão 1.171/2014 – com prazo estabelecido pelo item 9.4 do Acórdão 184/2015 – e no item 9.2.1.5 do Acórdão 1.196/2010, todos do Plenário do TCU), tomando como subsídio estudos da EPE e Aneel (alguns já tratados nesta dissertação). Solicitou, ainda, manifestação do MME quanto ao tema.

Em sua resposta, aquele Ministério alegou que, antes de se definir UHEs prioritárias para repotenciação, deveria haver uma avaliação econômica sobre o atendimento do requisito de potência, visando se criar um mercado de lastro de potência, possibilitando conferir ao setor um sinal para efetivar projetos que tenham uma maior viabilidade. Ressaltou, ainda, que havia a Chamada Pública 20/2016, capitaneada pela Aneel, tratando de projeto de P&D Estratégico denominado “Aprimoramento do ambiente de negócios do setor elétrico brasileiro”, que teria como objetivo avaliar, entre outros temas, a eficácia dos mecanismos vigentes e o potencial para aprimorá-los para a contratação de lastro de potência.

Concluiu-se, assim, que estaria em cumprimento a determinação do item 9.3.4 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário (bem como do item 9.3.1 da mesma decisão acima elencada), e em implementação a recomendação do item 9.2.1.5 do Acórdão nº1.196/2010-TCU-Plenário, proposta essa acolhida pelo Ministro-Relator e contemplada no Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário (BRASIL, 2018).

O processo 019.228/2014-7 ainda se encontra em aberto e abordando diversos temas que perpassam a segurança energética do setor elétrico, inclusive essa questão da repotenciação/modernização/ampliação, podendo ainda ser tratada em futuras oportunidades do monitoramento, já que, conforme proferido no último Acórdão citado, acha-se em implementação.

Cabe lembrar que após a prolação do Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário, a discussão envolvendo a modernização do setor elétrico avançou em diversas frentes, como já abordado neste trabalho, encontrando-se no momento em debate na Câmara dos Deputados sob o PL 414/2021. O tema da separação entre lastro e energia, que poderá incentivar o mercado de potência e alavancar investimentos em RMA de usinas hidrelétricas, está contido neste pacote.

Dessa forma, entende-se pertinente que o Tribunal, ou no âmbito do monitoramento que se encontra em andamento ou em um trabalho específico que aborde a modernização do setor elétrico, acompanhe as discussões em torno do tema, contribuindo para que ele avance com a rapidez necessária. Cabe lembrar que vários Planos Decenais de Expansão de Energia (PDEs) já vinham destacando a existência de restrição de potência nos momentos de pico de demanda, a exemplo do

tratado no PDE 2031, quando comentado sobre a realização do primeiro leilão de reserva de capacidade em 2021, cujas indicações em PDEs pretéritos contribuíram para sua concretização (EPE, 2022, p. 78).

Ponderou-se naquele plano, contudo, que ainda há muito a evoluir para que o SIN tenha um mercado de capacidade eficiente. Enquanto não avança a solução estrutural de contratação da adequabilidade do sistema, por meio da separação de lastro e energia, com as alterações legais em discussão no Congresso Nacional e no âmbito da modernização do setor elétrico, é preciso resolver questões técnicas e regulatórias para que as UHEs também tenham condição de participar nos próximos leilões de reserva de capacidade, citando como exemplo a ampliação/modernização de usinas existentes.

#### **5.5.2. Modernização das UHEs Sobradinho e Paulo Afonso IV**

O Tribunal, no âmbito do plano anual de fiscalizações de obras públicas, denominado Fiscobras, realizou auditoria nas obras de modernizações das UHEs Sobradinho (TC 018.547/2020-6) e Paulo Afonso IV (TC 008.961/2021-2), em 2020 e 2021, respectivamente. Essas usinas estão sob responsabilidade da Chesf.

Apesar de não ter havido discussão específica quanto aos aspectos legais e regulatórios atinentes à repotenciação, ampliação e modernização de UHEs nos respectivos trabalhos, já que o enfoque foi em licitações e contratos, é interessante apresentar esses casos, uma vez que a viabilização das suas modernizações se deu em razão do advento da Lei nº 12.783/2013.

Como comentado no subtópico 5.3.3, a mencionada lei, que introduziu o regime de cotas para UHEs que aderissem à renovação das concessões nas condições estabelecidas, possibilitou a realização de investimentos (a ser autorizado pelo poder concedente) em expansão e ampliação dessas usinas. Por meio de aditivos aos contratos de concessão originais, proporcionou-se o reconhecimento dos investimentos realizados, a serem avaliados pela Aneel, e incorporação desses à Receita Anual de Geração (RAG).

Essas modernizações representam um amplo escopo de trabalho, envolvendo desde a digitalização do sistema de medição, proteção, comando e controle da usina até repotenciação das turbinas. Anota-se que, apesar de não ter sido utilizado o termo “repotenciação” no relatório de fiscalização da UHE Paulo Afonso IV, mas sim modernização das turbinas, as intervenções a serem realizadas representam serviços de repotenciação, já que a substituição de partes das turbinas tem como objetivo aumentar a sua eficiência produtiva.

As usinas de Sobradinho e Paulo Afonso IV entraram em operação no ano de 1979. Assim, têm mais de quarenta anos e com muitos equipamentos obsoletos, principalmente aqueles relativos aos sistemas de medição, proteção, comando e controle, com tecnologia ainda analógica.

Cabe lembrar da importância dessas usinas hidrelétricas para a adequada operação do sistema elétrico, especialmente na Região Nordeste do país, que concentra uma grande expansão de fontes renováveis eólica e solar. O relatório de fiscalização da UHE Paulo Afonso IV, que subsidiou o Acórdão 2.432/2022-TCU-Plenário, destaca tais atributos (BRASIL, 2022):

4. A Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso IV, localizada no município de Paulo Afonso (BA) foi inaugurada em 1979 e possui potência instalada de 2.462,40 MW (seis unidades geradoras de 410,40 MW). **Devido à flexibilidade operativa e baixo estatismo (frequência) de suas unidades geradoras (UGs), tem importância estratégica para a confiabilidade da operação do sistema eletroenergético da região Nordeste, conferindo segurança sistêmica, requisito esse crítico, em face da forte concentração regional de fontes renováveis intermitentes de geração de energia elétrica (eólica e solar).** Assim, **serve de reserva girante para a região NE**, tanto em regime de operação normal, como em situações de contingências elétricas. É flexível, de resposta rápida e de baixo custo de operação para o atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN). (destaques nossos)

Nota-se, assim, a importância de se modernizar as usinas que, por seu tempo de operação, necessitam sofrer intervenções para melhor atendimento ao sistema. Pode-se, ainda, explorar melhor negócios de serviços ancilares estabelecidos na regulamentação do setor, a exemplo do controle de frequência.

Em que pese as diversas críticas e problemas ocasionados pela edição da MPv nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783/2013) ao setor, especialmente em relação à



redução das receitas pela venda da energia para as usinas que aderiram ao sistema de cotas, que levou prejuízos às empresas, notadamente as do Grupo Eletrobras, ela terminou por trazer um estímulo à realização de modernização das UHEs. A prorrogação dos prazos de concessão e o reconhecimento dos investimentos efetuados nessas modernizações, permitiu um mecanismo às empresas para efetuarem as intervenções necessárias para modernizar as instalações das suas usinas.

Importante lembrar, entretanto, que com a capitalização da Eletrobras, o regime de exploração das usinas do grupo que tinha aderido às cotas, passou para produção independente. Tal mudança, em tese, retiraria os incentivos anteriormente estabelecidos pela Lei nº 12.783/2013. Apesar disso, no processo de capitalização, determinou-se ao concessionário (empresas do Grupo Eletrobras), por meio da Resolução CNPE nº 15/2021, a realização estudos de viabilidade técnica e econômica para identificação do aproveitamento ótimo das usinas, avaliando-se custos e benefícios sistêmicos de investimentos na modernização e repotenciação das instalações, como já comentado no subtópico 5.3.3. Os resultados desses estudos, concatenado à aprovação das medidas previstas na modernização do setor elétrico em discussão na Câmara dos Deputados, poderá trazer os incentivos necessários para que as intervenções tenham continuidade.

## 6. Conclusão

A dificuldade de implantar novas usinas hidrelétricas no país, em razão de fatores socioambientais, e o avanço das fontes renováveis variáveis, associado ao envelhecimento do parque gerador nacional, são elementos indutores para a promoção da repotenciação, modernização e ampliação de UHEs. Além disso, o cenário atual de mudanças climáticas, com aumento de eventos extremos, traz desafios à produção de energia elétrica por parte das usinas, requerendo uma melhor eficiência operativa das suas instalações.

Buscou-se, assim, avaliar fatores, especialmente nos campos legal e regulatório, que poderiam trazer obstáculos à realização de RMA.

Para tanto, analisou-se estudos pretéritos sobre a questão. Esses indicaram a falta de incentivos, notadamente a ausência de um mecanismo de remuneração adequado para que os investimentos em RMA ocorram (subtópico 5.2.).

Avaliou-se o arcabouço legal e regulatório atual envolvendo RMA de UHEs no país. Verificou-se a existência de dispositivos que contemplariam a realização desses investimentos. Alguns deles de maneira não explícita, a exemplo da obrigação de prestação de um serviço adequado (contemplando o princípio da atualidade) como exigido pelo art. 6º, parágrafo primeiro da Lei nº 8.987/1995. Outros de forma mais direta, como os acréscimos de garantia física em decorrência do aumento da capacidade instalada de geração (art. 26, inciso V da Lei nº 9.427/1996 e Portaria nº 406/2017, do MME), bem como a partir do regime de cotas, aplicável às usinas que prorrogaram seus contratos sob a égide da MPv nº 579/2012 (subtópicos 5.3.2. e 5.3.3.).

Examinou-se as discussões em torno da modernização do setor elétrico, como a realização da Consulta Pública 33/2017 do MME, as ações promovidas pelo Grupo de Modernização do Setor Elétrico e pelo Comitê de Implementação da Modernização. Ponderou-se que a separação entre lastro e energia, como sugerido nas conclusões dessas iniciativas, poderia ser um bom caminho para incentivar a realização de mais investimentos em RMA, ante a possibilidade de se criar uma remuneração específica

para o atributo potência. Medidas legislativas em curso no Congresso Nacional (como o PL 414/2021 que trata da modernização do setor), caso aprovadas, podem tornar esse incentivo uma realidade (subtópicos 5.3.4 a 5.3.6 e 5.3.8).

Medida de transição para o novo modelo foi a realização do primeiro leilão de reserva de capacidade em 2021, em que se vislumbrou, na modelagem inicial, a participação de UHEs no certame, mas depois da realização de consulta pública e estudos mais detidos, decidiu-se pela vedação, por questões metodológicas para a quantificação de oferta de potência e por parcela das usinas estarem no regime de cotas. Ressaltou-se, contudo, a importância de se avançar nos debates para que essas UHEs pudessem participar em futuros certames, o que poderia ser mais um indutor para alavancar investimentos em RMA (subtópico 5.3.7).

Foi efetuado levantamento sobre o potencial de repotenciação e ampliação de UHEs no Brasil. Em que pesem algumas diferenças metodológicas e temporais de estudos consultados, demonstrou-se haver um potencial técnico para essas intervenções. Entretanto, nem todo o potencial estimado seria viável economicamente com o modelo vigente. Ponto de convergência entre os trabalhos consultados se referiu à necessidade de mudanças no arcabouço legal e regulatório para se evoluir na forma de remuneração (subtópico 5.4).

Por fim, foram apresentados trabalhos realizados pelo TCU envolvendo o tema repotenciação e modernização de UHEs. O TMS Segurança Energética, entre os diversos assuntos abordados, dedicou um capítulo para tratar de RMA. Um processo de monitoramento ainda se encontra em aberto para avaliar itens em cumprimento. É possível que as discussões envolvendo a modernização do setor podem trazer subsídios para aqueles autos. Trouxe-se, ainda, as fiscalizações nas obras de modernização das UHEs Sobradinho e Paulo Afonso IV como exemplos de empreendimentos que decidiram realizar intervenções de modernização/repotenciação das suas instalações com respaldo no mecanismo estabelecido pela Lei nº 12.783/2013 para reconhecimento dos investimentos na receita anual de geração (subtópico 5.5).

Com base na pesquisa efetuada, conclui-se que há um potencial de repotenciação, modernização e ampliação de UHEs a ser explorado no país, mas,

apesar de existirem alguns dispositivos legais e regulatórios que permitam a sua realização, é preciso avançar em mudanças no arcabouço normativo, a exemplo das discussões em torno da Modernização do Setor Elétrico, visando garantir uma remuneração adequada aos investimentos efetuados, para que as intervenções ocorram em uma maior velocidade.

Em termos de trabalhos futuros a ser explorado sobre o tema, sugere-se a avaliação da obrigatoriedade de se realizar investimentos para a manutenção de um serviço adequado na área de geração hidrelétrica de energia, englobando a modernização, repotenciação e ampliação das UHEs, em atenção ao art. 6º, parágrafos primeiro e segundo da Lei nº 8.987/1995.

## 7. Referências

ALARCÓN, A.; UBIERNA, M. **Hydro modernisation in South America requires better financing and regulation.** Disponível em: <<https://www.hydropower.org/blog/blog-hydro-modernisation-in-south-america-requires-better-financing-and-regulation>>. Acesso em: 15 dez. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Contrato de Concessão nº 006/2004 - Aneel - Chesf.** 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 026/2011-SRG/ANEEL.** Brasília, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 674/2015 - Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.** 2015.

BERMANN, CÉLIO; VEIGA, JOSÉ ROBERTO; ROCHA, G. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como alternativa para o aumento de oferta de energia no Brasil com Proteção Ambiental.** São Paulo, 2004. Disponível em: <<https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/repotenciacaouheportugues.pdf>>.

BORBOREMA, F. H. T. **A repotenciação e motorização de usinas hidrelétricas como alternativa para mitigar os efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica no Brasil.** Dissertação M. Sc. Unifei, p. 151, 2015.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 06/2004-Aneel.** 2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria MME nº 406/2017.** 2017 a.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE - Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.** Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_auth=W00TOCsw&p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportl](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=W00TOCsw&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportl)>.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica Nº 14/2017/AEREG/SE - Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.** Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcglclefindmkaj/http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=c007535a-27cf-227e-1c36-ee71838582e4&groupId=36131](chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcglclefindmkaj/http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c007535a-27cf-227e-1c36-ee71838582e4&groupId=36131)>.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico.** p. 90, 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria MME nº 518/2021.** 2021 a, p. 1–7.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica Nº 93/2021/DPE/SPE - Análise**

**das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 108/2021.** Brasília: [s.n.]. Disponível em: <[http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublica](http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublica)>.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. **Acórdão 1.196/2010-TCU-Plenário.** 2010.

BRASIL, Tribunal de Contas da União. **Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário.** 2014.

BRASIL, Tribunal de Contas da União. **Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário.** 2018.

BRASIL, Tribunal de Contas da União. **Acórdão 4.160/2020-TCU-2ª Câmara.** 2020.

BRASIL, Tribunal de Contas da União. **Acórdão 2.432/2022-TCU-Plenário.** 2022.

CASTRO, N. DE; ALMEIDA, D. P.; CHAVES, A. C. **A Repotenciação e Modernização de UHE no Brasil e no Mundo.** Ife, 2019.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução CNPE nº 15/2021.** 2021.

CRESWELL, J. W. **Educational research: planning, conducting, and evaluating quantitative and qualitative research.** 4 ed. ed. Boston, MA: Pearson Education, 2012.

ELETOBRAS, Agência de Notícias. **Eletrobras assina memorando de entendimento para modernização de hidrelétricas.** Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Lists/noticias/ExibeNoticias.aspx?ID=1284>>. Acesso em: 24 jan. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Considerações sobre Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas.** Rio de Janeiro: [s.n.].

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada (EPE-DEE-088/2019-r0).** Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-432/EPE-DEE-088\\_2019\\_Repotenciação de Usinas Hidrelétricas.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-432/EPE-DEE-088_2019_Repotenciação%20de%20Usinas%20Hidrelétricas.pdf)>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração - Medidas de Transição - Comitê de Implementação da Modernização (CIM).** n. Cim, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Garantia Física.** Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>>. Acesso em: 3 fev. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia.** 2019b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de expansão de Energia - Brasil 2031.** Ministério de Minas e Energia, p. 447, 2022.

GALVÃO, J.; BERMANN, C. **Crise hídrica e energia: Conflitos no uso múltiplo das**

**águas.** Estudos Avancados, v. 29, n. 84, p. 43–68, 2015.

GARCIA, F. A. **Concessões, parcerias e regulação.** São Paulo: Malheiros, 2019.

GOMES, E. DE P. **Potencial de repotenciação de usinas hidrelétricas no Brasil e sua viabilização.** Dissertação M. Sc. Unicamp, p. 112, 2013.

IEA. **Climate Impacts on Latin American Hydropower.** p. 1–57, 2021.

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. A. **Fundamentos de metodologia científica.** 5 ed. ed. São Paulo: Atlas, 2003.

LEMOS, H. F. DE. **Estudos de Repotenciação de Usinas Hidrelétricas por meio da Motorização de Poços Vazios Existentes.** Dissertação M. Sc. Unicamp, 2014.

LIER, O. E.; GOLDBERG, J. **Rehabilitation of Hydropower: An introduction to economic and technical issues.** [s.l: s.n.].

PSR. **Leilões de potência: hidrelétricas barradas no baile?** Energy Report - Edição 172, 2021.

RODRIGUES, R. **Menos água obriga hidrelétricas a investirem em sistema mais eficientes.** Valor Econômico, 26 jan. 2022.

## **Missão**

Aprimorar a Administração Pública em benefício da sociedade por meio do controle externo

## **Visão**

Ser referência na promoção de uma Administração Pública efetiva, ética, ágil e responsável