

idp

idn

MESTRADO PROFISSIONAL EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

**OS EFEITOS DO VERTIMENTO TURBINÁVEL NAS
HIDRELÉTRICAS E O CONTEXTO REGULATÓRIO ATUAL**

THIAGO GROSZEWICZ BRITO

Brasília-DF, 2025

THIAGO GROSZEWICZ BRITO

**OS EFEITOS DO VERTIMENTO TURBINÁVEL NAS
HIDRELÉTRICAS E O CONTEXTO REGULATÓRIO ATUAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Administração Pública, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador

Professor Doutor Fernando Boarato Meneguim

Brasília-DF 2025

THIAGO GROSZEWICZ BRITO

OS EFEITOS DO VERTIMENTO TURBINÁVEL NAS HIDRELÉTRICAS E O CONTEXTO REGULATÓRIO ATUAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Administração Pública, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovado em 17 / 11 / 2025

Banca Examinadora

Prof. Dr. Fernando Boarato Meneguim - Orientador

Prof. Dr. Caio Cordeiro de Resende

Profa. Dra. Amanda Athayde Linhares Martins Rivera

Código de catalogação na publicação – CIP

B862e Brito, Thiago Groszewicz

Os efeitos do vertimento turbinável nas hidrelétricas e o contexto regulatório anual / Thiago Groszewicz Brito. — Brasília: Instituto Brasileiro Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, 2025.

101 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Boarato Meneguim

Dissertação (Mestrado Profissional em Administração Pública) — Instituto Brasileiro Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, 2025.

1. Marco regulatório 2. Hidrelétrica. 3. Energia vertida turbinável. I. Título

CDD 350

Elaborada pela Biblioteca Ministro Moreira Alves

DEDICATÓRIA

Começo dedicando esse trabalho a Raquel, meu amor, minha companheira e meu exemplo de resiliência. É em você que tenho certeza de que tudo vale a pena e que tudo dará certo no final. Dedico ainda à minha mãe, Iara, e ao meu falecido pai, Ronaldo, por terem me dado condições de estudo e o exemplo de dedicação e perseverança que espero transmitir ao meu filho Arthur, que em breve chegará para completar a minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, ao meu professor orientador, Fernando Boarato Meneguim, por sua paciência, dedicação e orientação ao longo deste trabalho. Seus ensinamentos, incentivo e olhar atento foram fundamentais para que eu pudesse desenvolver esta dissertação com confiança e rigor.

Aos meus colegas de trabalho, agradeço pela parceria diária, pelo apoio constante e pelas trocas de experiências que tornaram cada desafio mais leve e cada conquista mais significativa. A convivência com vocês não apenas enriqueceu minha formação profissional, mas também tornou meus dias mais alegres e inspiradores.

RESUMO

BRITO, Thiago Groszewicz. **Os efeitos do vertimento turbinável nas hidrelétricas e o contexto regulatório atual**. 2025. Dissertação (Mestrado Profissional em Administração Pública) – Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, Brasília, 2025.

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, mas sofre com momentos pontuais de cortes, reduções ou limitações de geração, fazendo com que haja o que se denomina como “vertimento turbinável”, no caso das hidrelétricas. O presente trabalho analisa o quadro legal e regulatório atual e expõe se o tratamento conferido às hidrelétricas, em especial aquelas a fio d’água, estão adequadas em situações de vertimento turbinável. Para isso, é feita uma contextualização histórica do setor elétrico no Brasil até a chegada do marco regulatório vigente, com destaque para identificação de como se dá a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Ato seguinte, são ressaltados os dados de energia vertida turbinável – EVT, as suas consequências práticas e as medidas adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel frente ao quadro em que se encontra os agentes do setor, em especial as ações regulatórias adotadas pelo órgão para mitigar os efeitos do vertimento turbinável. Ao final, expõe-se algumas considerações a essas medidas, acompanhadas de simulações que reforçam a importância de uma definição que traga maior previsibilidade e transparência aos agentes geradores, haja vista o potencial impacto financeiro decorrente dos cortes, reduções e limitações de geração. Na sequência, é dado conhecimento a respeito da atual posição da área técnica da Aneel quanto ao tema, que propõe a elaboração de um marco específico para endereçamento do problema identificado. Ao final, demonstra-se que atualmente há um vácuo regulatório formal, no que se refere aos critérios de cortes, redução e limitação de geração, o que reflete em um alto impacto aos agentes geradores, em especial às hidrelétricas a fio d’água, as quais possuem significativas perdas financeiras com EVT, bem como que, ainda que os técnicos da Aneel tenham concluído a proposta de um novo marco regulatório, o assunto ainda deve ser objeto de debate, haja vista que há divergência de posições entre os agentes de geração quanto à proposta.



Palavras chave: Energia vertida turbinável – EVT. Cortes de geração. Critérios. Marco regulatório.



ABSTRACT

BRITO, Thiago Groszewicz. **The effects of turbine spillway in hydroelectric plants and the current regulatory context**. 2025. Dissertation (Professional Master's in Public Administration) – Brazilian Institute of Teaching, Development and Research, Brasília, 2025.

Brazil has one of the cleanest energy matrices of the world, but undergoes specific moments of generation failure, reductions or limitation, resulting it in what is called “curtailment or constrained-off”, in the case of hydroelectric plants. This paper has analyzed the present legal and regulatory framework and has checked if the treatment provided to the hydroelectric plants, especially those stream of water, are adequate to “curtailment ou constrained-off” situations. For this, it has been made a historical contextualization of the electric sector in Brazil up to the present regulatory framework, highlighting for the identification of how it is done the National Interconnected System operation – SIN. Next act, it has been pointed out spilled turbinable energy data – EVT, its practical consequences and the measures adopted by the Brazilian National Power Agency – Aneel facing the situation in which the agents from the sector are in, especially the regulatory actions adopted by the agency to mitigate the effects of the “curtailment ou constrained-off”. In the end, some considerations have been exposed to those measures, together with simulations which enhance the importance of a definition that brings greater predictability and transparency to the generating agents, considering the potential financial impact resulting from generation cuts, reductions and limitations. Later, it has been given acknowledgement to the present position of the technical area from Aneel regarding the theme, which has proposed an elaboration of a specific framework to approach the identified problem. Finally, it has been demonstrated that today there is a formal legal vacuum, concerning the generation cuts, reductions and limitation, what reflects in a significant impact to the generating agents, especially the hydroelectric plants on stream water, the ones which have significant financial losses with EVT, even with the technicians from Aneel having concluded the proposal of a new regulatory framework, the subject will still be a matter of debate, taking in consideration that there are divergent positions among the generating agents regarding the proposal.



Keywords: Spilled turbinable energy – EVT. Generation cuts. Criteria. Regulatory framework.



LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Mapa dos submercados que compõem o SIN	30
Figura 2 Capacidade instalada até julho de 2025	31
Figura 3 Variação hidrológica por submercado	32
Figura 4 Comparação dos reservatórios entre os projetos Kararaô e Belo Monte	39
Figura 5 Vertimento turbinável entre os anos 2000 e 2024	42
Figura 6 Usinas hidrelétricas com maior vertimento turbinável no ano de 2023	43
Figura 7 Vertimento turbinável da usina hidrelétrica Belo Monte em 2023	43
Figura 8 Vertimento turbinável da usina hidrelétrica Jirau em 2023	43
Figura 9 Vertimento turbinável da hidrelétrica Tucuruí em 2023	44
Figura 10 Vertimento turbinável da hidrelétrica Santo Antônio em 2023	44
Figura 11 Vertimento turbinável da hidrelétrica Itaipu em 2023	44
Figura 12 Usinas hidrelétricas com maior vertimento turbinável no ano de 2024	45
Figura 13 Usinas hidrelétricas com maior vertimento turbinável até agosto de 2025	45
Figura 14 Efeitos da EVT apresentados pela usina hidrelétrica Santo Antônio	47
Figura 15 Perspectiva de crescimento da matriz elétrica até 2028	56
Figura 16	

EVT em GWh e em percentual frente a geração total entre outubro de 2021 e dezembro de 2024

..... 60

Figura 17

Aproveitamento da EVT para exportação entre janeiro de 2023 e julho de 2024

..... 61

Figura 18

Impacto no GSF dentro dos critérios de geração

..... 64

Figura 19

Participação por fonte – rateios pela garantia física e pela geração de referência

..... 68

Figura 20

Comparação de cenários por critérios de rateio e por submercado versus SIN

..... 69

Figura 21

Cenário de corte de geração considerando a inclusão da MMGD

..... 70

Figura 22

Comparação entre todas as alternativas

..... 71

Figura 23

Vertimento anual em GWh de hidrelétricas e das fontes eólicas e solares para o caso BaU

..... 72

Figura 24

Vertimento anual em GWh das hidrelétricas e das fontes eólicas e solares para a proposta da Aneel

..... 73

Figura 25

Vertimento total em GWh das hidrelétricas e das fontes eólicas e solares para o caso Abrage

..... 74

Figura 26

Rateio por geração

..... 75

Figura 27

Rateio por garantia física

..... 75

Figura 28

Comparação de cenários por critérios de rateio e por submercado versus SIN

..... 77

Figura 29

Cenário de corte de geração considerando a inclusão da MMGD

..... 77

Figura 30

Comparação entre todas as alternativas

..... 78

Figura 31

Proposta de rateio ex-post feita pelo NOS



.....	80
Figura 32	
Simulação do corte de geração no rateio ex-post	
.....	81



SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 PERGUNTA DE PESQUISA	17
1.2 HIPÓTESE DE PESQUISA	18
1.3 OBJETIVOS	18
1.3.1 OBJETIVO GERAL.....	18
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.4 METODOLOGIA.....	18
1.5 SÍNTESE.....	19

2. CRIAÇÃO, ESTRUTURAÇÃO E EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	22
2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA	22
2.2 MARCO LEGAL DESENHADO APÓS A CONSTITUIÇÃO DE 1988.....	26
2.3 MODELO REGULATÓRIO ATUAL	29
2.4 TIPOS DE RESERVATÓRIOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS.....	36

3. A ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL – EVT	42
3.1 OS EFEITOS DO VERTIMENTO TURBINÁVEL NA PRÁTICA	45
3.2 MEDIDAS ADOTADAS PELA ANEEL FRENTE AO VERTIMENTO TURBINÁVEL	48

4. O ESTUDO DE UM MARCO REGULATÓRIO	53
4.1 CONSIDERAÇÕES DA ABRAGE À PROPOSTA CONTIDA NA TERCEIRA FASE DA CONSULTA PÚBLICA ANEEL Nº 45	59
4.2 SIMULAÇÕES APRESENTADAS PELA ABRAGE NA CONSULTA PÚBLICA Nº 45, DE 2019	67
4.3 ANÁLISE DA ÁREA TÉCNICA DA ANEEL QUANTO ÀS CONTRIBUIÇÕES À TERCEIRA FASE DA CONSULTA PÚBLICA Nº 45, DE 2019.....	78
4.4 PROPOSTA FINAL DE TRATAMENTO REGULATÓRIO ÀS USINAS HIDRELÉTRICAS COM EVT	82

5. CONCLUSÃO	85
---------------------------	-----------

REFERÊNCIAS	92
--------------------------	-----------



1

INTRODUÇÃO

Por suas características geográficas, o Brasil se mostra com potencial para possuir umas das matrizes de energia mais limpas do mundo. Contudo, interessante reportagem do portal G1 traz um quadro paradoxal: “o país produz energia renovável em excesso, mas ainda precisa ligar usinas termelétricas – mais caras e poluentes – para suprir a demanda em momentos de pico” (Carregosa, 2024).

Por outro lado, isto é, quando se tem uma oferta maior do que a demanda, há desperdício de energia. Hoje, ainda não há uma tecnologia economicamente sustentável de baterias para que geradoras “estoquem” a energia produzida, mas não consumida. Há o que se denomina de “vertimento”.

Em regra, o “vertimento só ocorre quando a capacidade de turbinamento máximo da usina equivalente for atingida” (Oliveira, 2020, p. 160). Todavia, como explicou o Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, órgão responsável pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica, em situações como a descrita do parágrafo anterior – oferta maior que a demanda –, “tem que limitar a geração. E aí você vai ter que limitar essa geração por algumas características. Vai ter que verter água, ou vai verter sol, ou vai verter vento” (Carregosa, 2024). Ou seja, as usinas terão que verter mesmo não atingindo a sua geração máxima.

Por serem fontes intermitentes, isto é, mais suscetível a interrupção na geração de energia, as energias eólica e solar, aparentemente, possuem uma certa preferência pelo ONS. Nos últimos anos houve o deslocamento “da geração hidroelétrica na ordem de despacho dos modelos de otimização energética” (Garcia Neto, 2021, p. 26).

Em termos práticos, quando para de ventar, as turbinas eólicas não geram energia. O mesmo ocorre com as placas fotovoltaicas no período da noite ou mesmo quando o dia está nublado ou chuvoso. Nessas duas situações, a fonte que garante o suprimento de energia para o país, em grande parte, advém das usinas hidrelétricas. Por outro lado, quando há vento e sol, as fontes eólica e solar são acionadas,

fazendo com que, em alguns casos, as hidrelétricas vertam água em determinados períodos do ano.

O termo “verter” tem origem no fato de as hidrelétricas terem que abrir as comportas dos seus vertedouros, estrutura utilizada para controlar o volume de água que será direcionado às turbinas para geração de energia.

Como exposto acima, essa estrutura somente é aberta para verter a água quando não é mais possível armazená-la no reservatório, estando a geração de energia em sua capacidade máxima. Na hipótese em comento, há capacidade de gerar energia; porém, as hidrelétricas são obrigadas a verter sem necessidade. Em termos coloquiais, é como se a água, apta para geração de energia, estivesse sendo desperdiçada, sendo devolvida ao curso do rio sem gerar um megawatt – MW sequer.

Os efeitos desse fenômeno são mais bem suportados por usinas hidrelétricas que possuem reservatórios grandes. Em tais casos, ao invés de verter, a água fica armazenada e é utilizada para gerar energia em um momento futuro. Já para as usinas hidrelétricas a fio d’água, cujo reservatório não tem por objetivo armazenar água, mas apenas garantir um volume mínimo capaz de garantir o giro das turbinas, o impacto é mais representativo.

De acordo com dados da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – Abrage, o vertimento das hidrelétricas representa 86% do total de cortes de geração aplicados às fontes renováveis (Campos Júnior; Wanzeller, 2025). A Presidente da Abrage, Marisete Pereira, entende que “solução para o problema passa por medidas conjunturais, como maior transparência nas regras de cortes e ressarcimento a todos os geradores, e estruturais, que incluem uma revisão de políticas de subsídios” (Campos Júnior; Wanzeller, 2025).

1.1 PERGUNTA DE PESQUISA

A pergunta de pesquisa que se pretende ter a resposta é: o tratamento regulatório atribuído às usinas hidrelétricas, em especial àquelas a fio d’água, está adequado no contexto de cortes de geração que acarretam o vertimento de água que poderia ser destinada à produção de energia elétrica?

1.2 HIPÓTESE DE PESQUISA

Tem-se como hipótese de pesquisa que o quadro regulatório atual não está adequado, pois as usinas hidrelétricas a fio d'águas são as que mais sofrem os efeitos dos cortes de geração na metodologia atualmente praticada pelo ONS.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral do trabalho é avaliar se as usinas hidrelétricas a fio d'água devem possuir um tratamento regulatório diferenciado, quando da ocorrência de cortes de geração, tendo em vista que não possuem forma de armazenamento de água.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos, tem-se:

- a) **realizar um breve histórico da criação, estruturação e evolução do setor elétrico no Brasil;**
- b) **levantar informações sobre o atual marco regulatório, em especial como o ONS determina quais usinas gerarão energia para o SIN e se há uma prioridade de despacho de alguns empreendimentos frente a outros;**
- c) **identificar as justificativas para esse eventual despacho prioritário na operação do Sistema, bem como o impacto regulatório dessa prioridade e os principais momentos em que essas usinas têm preferência pelo ONS;**
- d) **avaliar se o vertimento turbinável nas usinas hidrelétricas coincide com o eventual despacho preferencial, bem como se os efeitos suportados pelos empreendimentos a fio d'água justificam um tratamento regulatório diferenciado.**

1.4 METODOLOGIA

A abordagem de pesquisa será uma pesquisa qualitativa e quantitativa.

No tocante qualitativa, serão feitas análises de textos, leis, regulamentos, entre outros, para: trazer o histórico do setor elétrico e a sua evolução, em especial no segmento de geração; analisar o marco regulatório atual, com enfoque na operação do sistema elétrico brasileiro pelo ONS.

Já na abordagem quantitativa, serão analisados: os dados dos impactos da EVT; os principais momentos em que há o vertimento turbinável; se a EVT coincide com o despacho preferencial de outros empreendimentos; e se as usinas hidrelétricas a fio d'água arcam com custos superiores às aquelas com reservatório, em decorrência do despacho preferencial das fontes intermitentes.

A pesquisa será: descritiva, com um levantamento do histórico do setor elétrico e sua criação, estruturação e evolução; e exploratória, no sentido de identificar o problema – vertimento turbinável de usinas a fio d'água –, de modo a obter informações e dados sobre o quadro atual.

Não serão utilizados dados empíricos.

Objetiva-se a utilização de dados primários, para identificar: como se dá a ordem de despacho das usinas que geram energia; se há uma prioridade de algum empreendimento ou fonte de geração; caso exista essa prioridade, os principais momentos em que é concedida e os impactos regulatórios; se há coincidência de vertimento turbinável de usinas hidrelétricas a fio d'água com o eventual despacho preferencial; e os efeitos da EVT, em especial se as usinas a fio d'água arcam com custos superiores às aquelas com reservatório.

Serão ainda usados dados secundários, obtidos em textos doutrinários e legais, a fim de trazer: o histórico do setor elétrico e a sua criação, estruturação e evolução no segmento de geração; e o atual marco regulatório.

1.5 SÍNTESE

O trabalho está dividido em cinco capítulos, contando com esta introdução.

O segundo capítulo aborda como se deu a criação do setor elétrico brasileiro, com suas transformações ao longo dos anos, com destaque para o nascimento da matriz energética, cujo domínio até

hoje é do segmento hidrelétrico, em que pese o crescimento de outras fontes. Há ainda o destaque para o desenvolvimento dos atuais atores regulatórios, em especial a Aneel e o ONS, e o desafio de garantir a segurança no fornecimento de energia elétrica ao menor impacto ambiental possível, o que fez crescer o número de empreendimentos a fio d'água, no que se refere à fonte hidráulica.

O terceiro capítulo, por sua vez, traz aspectos da EVT, com dados sobre sua ocorrência, as usinas mais afetadas e os impactos financeiros suportados por algumas hidrelétricas. Ato contínuo, ressalta-se que a Aneel tem ciência da ocorrência do vertimento turbinável.

Já o quarto capítulo elenca as medidas adotadas pelo referido órgão regulador, que promoveu uma série de interações com a sociedade, por meio de consulta pública, de modo a avaliar os efeitos dos cortes, reduções e limitações de geração de energia. Ademais, expõe-se ainda o andamento do estudo que resultou na proposta de um marco regulatório específico para dar tratamento ao tema.

Por fim, o quinto e último capítulo tem por intuito trazer os principais achados identificados, bem como analisar se o presente trabalho conseguiu atingir os objetivos propostos, em especial avaliar se as usinas hidrelétricas a fio d'água merecem um tratamento regulatório mais adequado no contexto de EVT.



2

2

CRIAÇÃO, ESTRUTURAÇÃO E EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

Uma das máximas no Direito é que o fato precede a norma. Essa premissa também se aplica ao setor elétrico. A primeira usina hidrelétrica do Brasil foi erguida em 1883, na cidade de Diamantina/MG, no ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha (Pereira; Gambetti, 2015, p. 3), ao passo que a primeira norma que deu uma certa regulamentação somente foi editada vinte anos depois, em 1903.

A Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903, em seu art. 23, dispunha que o aproveitamento das águas dos rios era direito do Estado, cabendo a ele autorizar a sua utilização para a geração de energia elétrica, para o desenvolvimento da lavoura, das indústrias e outros fins, bem como conceder autorização às empresas para esse fim (Brasil, 1904).

Como destaca Campos (2010, p. 5), “entre 1900 e 1930, o setor elétrico se desenvolveu com base nos capitais privados e estrangeiro e também com iniciativas estatais promovidas por governos estaduais e municipais”.

Com a edição da Constituição de 1934, em 16 de julho, passou-se a dar um tratamento mais específico ao tema. O art. 118 previa que o aproveitamento da energia hidráulica, ainda que em propriedade privada, dependia de autorização ou concessão federal, na forma da lei (Brasil, 1934a).

A lei em questão – de constitucionalidade controversa, por ter sido editada dias antes da promulgação da Constituição de 1934 – trata do denominado Código de Águas, publicado por meio do Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934, que regulamentou, em seu Livro III, o que foi chamado de indústria hidroelétrica (Brasil, 1934b).

Aqui, ficou a cargo do Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura proceder o estudo e avaliação de energia hidráulica no território nacional, examinar e instruir os pedidos de concessão e autorização, bem como

fiscalizar a execução dos serviços e exercer outras atribuições inerentes a essas atividades (Brasil, 1934b).

Já em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia, cuja composição era formada por 5 (cinco) membros indicados pelo Presidente da República. A Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura era órgão técnico desse Conselho, que tinha competências próximas as dos atuais órgãos reguladores, conforme se pode observar pela leitura do art. 16 do Decreto 1.285, de 18 de maio (Brasil, 1939):

Artigo 16. Compete ao Conselho Nacional de Águas e Energia:

I- Examinar as questões relativas à utilização racional da energia hidráulica e dos recursos hidráulicos do país e propor às autoridades competentes as respectivas soluções.

II - Examinar as questões pertinentes à exploração e utilização da energia elétrica no país e propor às autoridades competentes as respectivas soluções.

III - Organizar os planos de interligação de usinas elétricas na forma estabelecida pelo Decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934 e demais leis que regularem a matéria.

IV - Propor ao Governo Federal e aos Governos Estaduais as medidas necessárias à intensificação do uso da energia elétrica.

V - Resolver, em grau de recurso, as questões entre a administração, os concessionários ou contratantes de serviços de eletricidade e os consumidores desses serviços.

VI - Organizar e submeter ao Presidente da República a regulamentação do Decreto n. 24.643 de 10 de julho de 1934 e demais leis que regularem a utilização dos recursos hidráulicos e da energia elétrica no país.

VII - Organizar e manter em dia a estatística detalhada referente à utilização da energia elétrica no país, ficando as firmas, empresas associações ou corporações que se dediquem à geração, transmissão, distribuição ou venda de energia elétrica, obrigadas, sob pena de multas até 10:000\$, impostas pelo Presidente do Conselho, a apresentar os dados que lhe forem solicitados para esse fim.

VIII - Organizar e manter em dia a estatística do material para geração, transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica, assim como de aparelhos que utilizam energia elétrica, sejam esse material e esses aparelhos importados ou manufaturados no país, obrigando-se, sob a mesma penalidade do item anterior, as pessoas, firmas, associações ou corporações que importarem, fabricarem ou venderem tal material, a fornecer os elementos que lhe forem solicitados para esse fim.

Em 1941, por sua vez, foi editado o Decreto-Lei nº 3.763, de 15 de outubro, que consolidou as disposições sobre água e energia elétrica (Brasil, 1941). Como ressalta Sanches (2011, p. 142), as competências setoriais foram centralizadas na União. Essa reorganização veio atrelada à criação e implementação da Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, em 1941, e da Companhia Vale do Rio Doce, em 1942, que colocaram o Brasil como um país que passou a ter indústria de base, exigindo, por conseguinte, uma maior demanda de geração de energia elétrica.

A adoção de uma política intervencionista e centralizadora, segundo Campos (2010, p. 6), não impediu que o país sofresse com uma crise de fornecimento de energia. O Decreto-Lei nº 7.062, de 22 de novembro de 1944, tentou dar tratamento a isso, ao dispor que os bens e instalações utilizados nos segmentos de geração, transmissão, transformação e distribuição de energia hidrelétrica não poderiam ser transferidos a qualquer título sem prévia autorização dos entes competentes (Brasil, 1944).

A estatização do setor elétrico ocorreu em paralelo a um período de elevada instabilidade política no Brasil, com o encerramento trágico do governo Vargas. Somente com a eleição de Juscelino Kubitschek, em 1956, é que houve uma certa harmonia (Sanches, 2011, p. 184-185), com o marco importante da criação do Ministério de Minas e Energia – MME pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. O órgão passou a ser o responsável pelo estudo e despacho de todos os assuntos relativos à geração de energia elétrica, de modo que o Conselho Nacional de Águas e Energia passou a integrá-lo (Brasil, 1960).

Já em 1961, o Congresso Nacional editou a Lei nº 3.890-A, de 25 de abril, em que autorizou a constituição das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, que detinha como objeto a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica (Brasil, 1961). Com a criação dessa empresa (Sanches, 2011, p. 215):

Foi, então, constituído o sistema de empresas controladas autuantes em âmbito regional, responsável pela geração em grosso modo e pela operação do sistema elétrico e hídrico interligado, fazendo parte dele as já existentes Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) e Central Elétrica de Furnas S.A. (Furnas), a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul), organizada em 1968, e as Centrais Elétricas do Norte do Brasil, organizada em 1972.

Já sob a égide da Constituição de 1967, foi publicado o Decreto nº 60.824, de 07 de junho de 1967, que definiu o Sistema Nacional de Eletrificação, o qual compreende, em termos técnicos, jurídicos e administrativos, os órgãos do poder concedente e os concessionários do setor (Brasil, 1967).

O Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica ficou responsável como órgão centralizado de consulta, recursos e coordenação, bem como por orientar a execução de políticas públicas do setor elétrico e de utilização de recursos hídricos. O Departamento Nacional de Águas e Energia, dentre outras atividades, ficou a cargo de assegurar a aplicação da legislação específica de serviços de eletricidade. Já a Eletrobras figurou como órgão de coordenação técnica, financeira e administrativa, além de construir e operar os aproveitamentos hidrelétricos (Brasil, 1967).

Cabe ressaltar que em 1969 o Departamento Nacional de Águas e Energia absorveu as competências do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Brasil, 1969).

Em 1973 houve um outro movimento impactante no setor. Brasil e Paraguai firmaram o Tratado Internacional de Itaipu, que ficou conhecido como início do atual Sistema Interligado Nacional – SIN, à época subdividido em 7 (sete) grandes sistemas, conforme exposição de Sanches (2011, p. 196-197):

Os sistemas elétricos brasileiros, que nas décadas seguintes iniciaram um contínuo processo de interligação, no sentido de conferir segurança e confiabilidade ao fornecimento elétrico, possibilitaria a construção de projetos hidrotérmicos cada vez mais distantes dos centros de consumo. Era o início do que conhecemos atualmente como Sistema Interligado Nacional – SIN, e que tem origem no art. 12 e seguintes da Lei de Itaipu (5.899, de 5 de julho de 1973), que forçou a interligação da região Sul com a Sudeste, de forma a alocar os excedentes energéticos de Itaipu no eixo São Paulo-Rio de Janeiro. Assim, pode-se afirmar que o Brasil contava, no final dos anos 1950, com sete grandes sistemas elétricos, a saber:

(i) “Companhias Associadas Light” com 1.488.000 kW, com área geográfica compreendida pela região metropolitana de São Paulo, cidade do Rio de Janeiro e parte do Estado do Rio de Janeiro;

(ii) “Empresas Elétricas Brasileiras”, com 310.000 kW, compreendendo os Estados do Rio Grande do Norte, Pernambuco, Alagoas, Bahia, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, São Paulo, Paraná e Rio Grande do Sul;

- (iii) "Companhia Hidrelétrica São Francisco", com 120.000 kW, compreendendo Pernambuco e Bahia e com plano de expansão para Alagoas, Sergipe, Paraíba, Ceará e Rio Grande do Norte;
- (iv) "Comissão Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul", com 50.000 kW, envolvendo parte do Estado do Rio Grande do Sul;
- (v) "Centrais Elétricas de Minas Gerais – Cemig", com 28.000 kW, envolvendo parte do Estado de Minas Gerais;
- (vi) "Grupo Sul-Mineiro de Eletricidade", com 25.000 kW, envolvendo parte do Estado de Minas Gerais; e
- (vii) "Empresa Fluminense de Energia Elétrica", com 19.000 kW, envolvendo parte do Estado do Rio de Janeiro e parte do Espírito Santo, na divisa com Minas Gerais.

No mesmo ano, a Lei nº 5.899, de 5 de julho, criou formalmente um Grupo Coordenador para operação interligada, tendo por objetivo o uso racional das instalações geradoras e de transmissão (Brasil, 1973).

O sistema Eletrobras expandiu a geração e transmissão de energia nos anos 1960 e 1970, mas recuou na década de 1980, por mudanças financeiras e falta de recursos (Sanches, 2011, p. 218), e entrou em colapso nos anos seguintes (Loureiro *et al.*, 2021, p. 33). A verticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição não respondia de maneira adequada à demanda e a necessidade de investimento, o que impôs uma reorganização ao setor (Sanches, 2011, p. 215). A Constituição de 1988 deu um novo desenho contorno ao setor elétrico.

2.2 MARCO LEGAL DESENHADO APÓS A CONSTITUIÇÃO DE 1988

O arcabouço constitucional veio acompanhado com a chegada ao Brasil de uma corrente que propôs a releitura econômica das normas jurídicas, sendo traduzida pela doutrina majoritária como Direito Administrativo Econômico (Sanches, 2011, p. 270).

A ordem econômica retratada no texto da Constituição de 1988 traz bem essa evolução normativa. O art. 170, em seu parágrafo único, passou a assegurar a todos o exercício de qualquer atividade, independente de pronunciamento do Poder Público, salvo os casos expressamente previstos em lei, ao passo que o art. 173 ressaltou a participação subsidiária do Estado na economia, mais especificamente apenas nas atividades necessárias aos imperativos da segurança

nacional ou de relevante interesse coletivo, igualmente definidos em lei (Brasil, 1988).

O desenvolvimento desse processo de desestatização no Brasil teve como ponto de partida a Medida Provisória – MP nº 155, de 15 de março de 1990 – posteriormente convertida na Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990 –, a qual criou o Programa Nacional de Desestatização – PND, que teve como objetivo, dentre outros fatores, reordenar a posição do Estado na economia, contribuir para a redução da dívida pública, permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades a serem transferidas à iniciativa privada, fazer com que a Administração Pública concentrasse os seus esforços em atividades cuja presença do Poder Público fosse fundamental e, por fim, contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais no Brasil (Brasil, 1990).

A criação de novos marcos legais para reduzir a participação do Estado em diversos setores não era o suficiente para uma equalização das finanças públicas. Foi necessária também uma reorganização da própria Administração Pública, que veio com a Emenda Constitucional nº 19, de 4 de junho de 1998, conhecida popularmente como a Reforma Administrativa.

O objetivo principal foi reestruturar o Estado, inclusive o seu papel e a sua forma de atuação. Buscava-se o revigoramento da capacidade de gestão, de formulação e de implementação de políticas e a retomada do crescimento econômico, com a prestação de serviços públicos de melhor qualidade.

Paralelamente à instituição do PND, já tramitava no Senado Federal o Projeto de Lei – PL nº 179, de 18 de outubro de 1990, que tinha por objeto dispor sobre o regime de prestação de serviços públicos, pela iniciativa privada, na forma do art. 175 da Constituição Federal de 1988.

Essa iniciativa foi convertida na Lei nº 8.987, promulgada em 13 de fevereiro de 1995, responsável até hoje por disciplinar o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no citado art. 175 da Constituição (Brasil, 1995).

Interessante detalhe é que no mesmo dia da edição dessa lei entrou em vigor a MP nº 890, a qual, após sucessivas reedições, deu origem à Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Esse normativo deu especial atenção aos serviços de energia elétrica, os quais, de acordo com o art. 21, inc. XII, alínea “b”, da Constituição, são de competência da União

explorar – diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão – em articulação com os estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos (Brasil, 1995).

A Lei 9.074, de 1995, tratou também da desverticalização do setor elétrico, ao vedar principalmente que empresas que exploram o serviço de distribuição de energia elétrica que atuam no SIN também executassem atividades de geração e transmissão de energia elétrica. Ademais, criou a figura do produtor independente de energia e do que passou a ser denominado como mercado livre e mercado regulado de energia (Brasil, 1995).

Já no ano seguinte, em 1996, foi criado o órgão regulador como conhecemos hoje. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, dando-lhe competência para fiscalizar e regular a geração, transmissão e distribuição e comercialização de energia elétrica, além de ter complementado o regime de concessões de serviços públicos de energia previstos na Lei nº 9.074/1995 (Brasil, 1996).

O projeto de lei que deu origem à Lei nº 9.427, de 1996, foi elaborado pelo Poder Executivo. A exposição de motivos foi assinada pelo então Ministro de Minas e Energia, que destacou que a agência tinha como objetivo inicial substituir o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Especificamente em relação à função regulatória, o ministro ressaltou o novo papel do Estado na exploração de energia elétrica, não mais como agente praticamente exclusivo da prestação desse serviço, mas como um facilitador e controlador da atuação dos diversos segmentos interessados, resultando na abertura ao mercado.

Além de assumir grande parte das atribuições do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, a proposta de criação da Aneel teve como objetivo o gerenciamento dos respectivos contratos e tarifas; a articulação com os estados na implementação de regulamentos e políticas para os serviços públicos de energia elétrica decorrentes de aproveitamento energético dos cursos de água; a operacionalização da rede hidrometeorológica de suporte aos aproveitamentos hidrelétricos; e a normatização geral dos serviços concedidos (Brasil, 1996).

Já em 1997 foi instituído o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, por meio da Lei nº 9.478, de 6 de agosto, tendo por

atribuição principal propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas de caráter estratégico relacionadas a recursos energéticos (Brasil, 1997).

Em 1998, por meio da Lei nº 9.648, de 27 de maio, foi criado ONS, o qual, segundo a redação atual do art. 13, detém competência para realizar as atividades de coordenação e controle da operação e da transmissão de energia do SIN, além de fazer o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado (Brasil, 1998).

A referida norma também criou à época o Mercado Atacadista de Energia – MAE, posteriormente sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, cujo objetivo, dentre outros, foi reformular a forma e comercialização de energia elétrica, por meio dos denominados Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL (Brasil, 2004a).

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 1, § 2º, inc. I e II, dispõe que o ACR é o segmento em que a compra de energia se dá entre geradores e comercializadores com as distribuidoras, operação esta que é precedida de licitação, ao passo que o ACL é o ambiente em que as operações são realizadas diretamente, por meio de contratos bilaterais livremente negociados (Brasil, 2004b).

A mesma Lei nº 10.848, de 2004, em seu art. 14, § 1º, também autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, que tem por finalidade “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional” (Brasil, 2004a).

Ressalta-se, por fim, que no mesmo dia da edição da Lei nº 10.848, de 2004 foi promulgada também a Lei nº 10.847, que autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, para prestar serviços na área de estudo e pesquisas destinadas a subsidiar planejamento do setor energético (Brasil, 2004c).

2.3 MODELO REGULATÓRIO ATUAL

Com a vinda da Constituição de 1988 e as normas acima, que deram regulamentação ao setor, como ressalta Sanches, o “sistema elétrico funcionava tecnicamente de forma satisfatória” (2011, p. 303).

Não obstante, como havia – e ainda há – unidades da federação que produziam mais do que necessitam – e outras menos –, foi identificada a necessidade de um intercâmbio energético para atender a demanda nacional como um todo. Assim, no âmbito regulatório, o país foi dividido em submercados regionais, como forma de realocar a energia (Sanches, 2011, p. 303).

Esse modelo é utilizado até os dias atuais, sendo o SIN composto pelos submercados Sul, Sudeste/Centro Oeste, Norte e Nordeste. Além disso, há ainda o Sistema Isolado, não conectado ao SIN, em que pese a recente interligação do estado de Roraima ao Sistema, em 10 de setembro de 2025. A figura ilustra o ora exposto:

Figura 1 – Mapa dos submercados que compõem o SIN

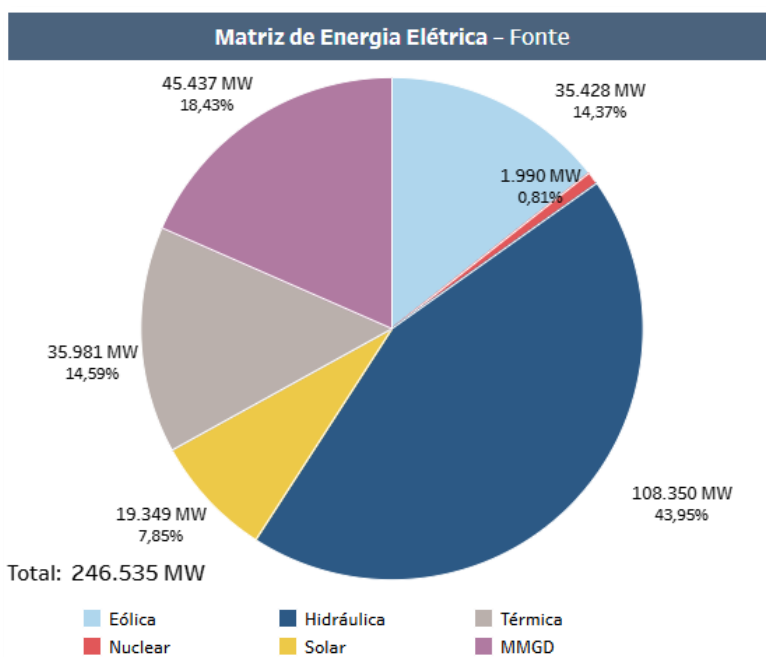


Fonte: Nova Energia (2023)

Como visto, a Lei nº 9.648, de 1998, atribuiu ao ONS a função de coordenar e operar o fluxo de energia, fazendo o planejamento, a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados (Brasil, 1998). Ou seja, compete ao Operador monitorar de forma instantânea o comportamento do sistema, das usinas e das redes, de modo que coincida instantaneamente a geração de energia com o consumo. Essa atribuição é extremamente desafiadora, ainda mais quando se há uma diversificação dentro da matriz energética.

A capacidade instalada do Brasil – potência máxima de produção de energia considerando todas as fontes e empreendimentos –, até julho de 2025, somava 246.535 MW (duzentos e quarenta e seis mil, quinhentos e trinta e cinco megawatts), distribuídos entre fontes hidráulica, eólica, solar, nuclear, térmica e micro e minigeração distribuída – MMGD da seguinte forma:

Figura 2 – Capacidade instalada até julho de 2025

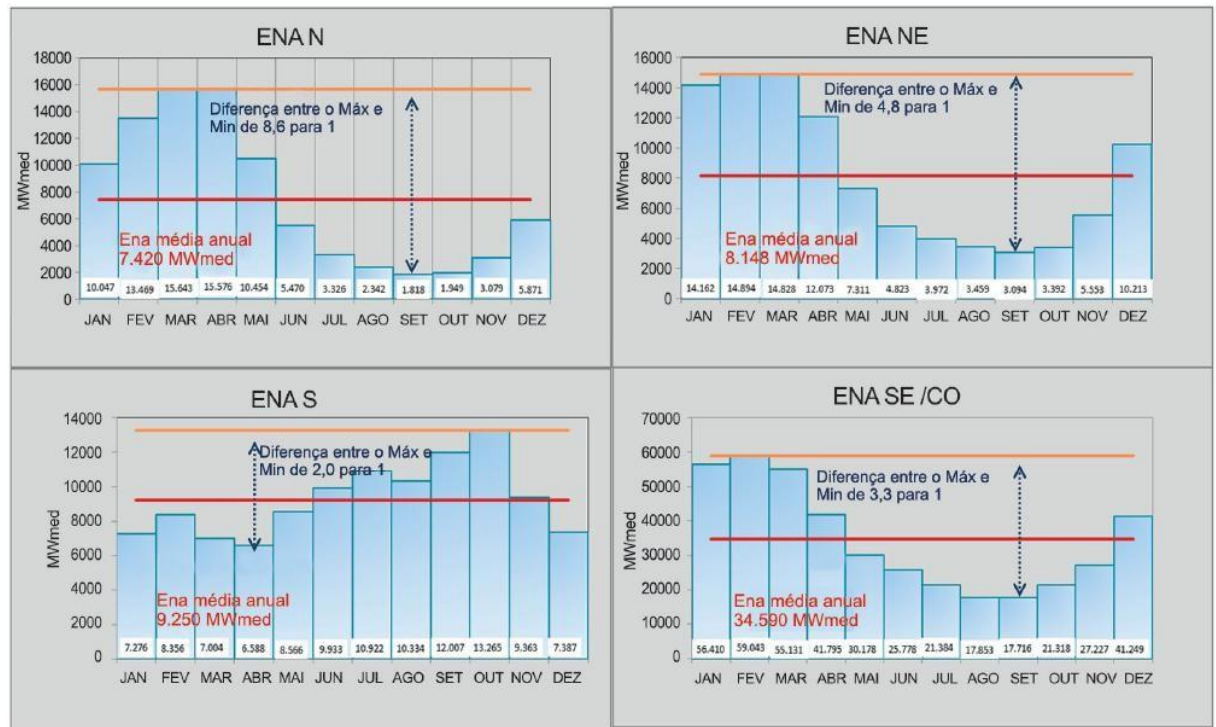


Fonte: (ONS, c2026)

Das informações acima, pode-se perceber que ainda há uma forte dependência das usinas hidrelétricas, em que pese o crescimento recente das fontes eólica, solar e MMGD. Em sistemas como esse, há o desafio de assegurar a produção de energia suficiente para atender a demanda do mercado durante períodos de baixa disponibilidade de recursos hídricos (Oliveira, 2020, p. 87), bem como em momentos de variação de geração das fontes denominadas intermitentes (eólica, solar e MMGD).

Tratando especificamente da variabilidade hidrológica, dados de 1931 a 2018 demonstram a complementariedade hidrológica entre os submercados. Veja-se:

Figura 3 – Variação hidrológica por submercado



Fonte: (Oliveira, 2020, p. 88)

Ilustrando o acima exposto, cita-se o exemplo dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul – respectivamente, SE/CO e S na figura acima –, em que os períodos secos e úmidos não são coincidentes. No submercado Sudeste/Centro-Oeste, o período úmido ocorre de dezembro a abril, ao passo que no Sul isso ocorre de junho a novembro. Essas características permitem um intercâmbio de excedentes energéticos, bem como o uso dos estoques que apresentarem menor custo (Oliveira, 2020, p. 87-88).

O tipo de fonte que será acionada e a região que será demanda fica dentro do conceito de “otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados”, previsto no art. 13, parágrafo único, da Lei nº 9.648, de 1998, cabendo ao ONS avaliar a ordem de mérito e o custo marginal de operação – CMO. Esses dois pontos, em que pese serem conceitos ligados à operação do Sistema, têm consequências no mundo comercial, especialmente no Mercado de Curto Prazo – MCP (Loureiro *et al.*, 2021, p. 66), que será mais adiante explicado.

A ordem de mérito consiste em um rol de usinas listadas pelo ONS para produzir energia, segundo as premissas de otimização. Partindo do custo variável unitário – CVU, a lista inicia pelo menos

custoso até aquele mais oneroso para atender a carga estimada (Loureiro *et al.*, 2021, p. 66-67).

Já o CMO é o “custo ótimo”, definido pela ordem de mérito. Em outras palavras, não se trata de um valor ou um preço, mas do custo operacional da última usina listada na ordem de mérito para atender a carga idealizada pelo Operador. O “custo ótimo” é calculado com uma periodicidade mensal em um intervalo de 30 (trinta) minutos em cada subsistema do SIN (Loureiro *et al.*, 2021, p. 67).

O desafio aqui é aliar a garantia de abastecimento ao menor custo, o que torna essencial ao ONS conhecer as condições prováveis do Sistema, de modo a selecionar os geradores tanto no momento da operação em tempo real, como para um período futuro e com o menor custo possível.

Em resumo, o Operador centraliza o despacho selecionando as geradoras que serão acionadas, aliando a segurança energética à economicidade. O gerador não tem qualquer ingerência sobre o controle de se e quando será despachado, mas deve atender no momento em que for demandado pelo ONS.

Há, contudo, situações em que a ordem de mérito precisa ser superada, em decorrência de eventos extraordinários. O caso mais comum é o acionamento de usinas térmicas – cujos custos são mais elevados –, fora da ordem de mérito, visando preservar os reservatórios de usinas hidrelétricas em períodos secos (Loureiro *et al.*, 2021, p. 70). Em tais situações, o empreendedor hidráulico não pode ser penalizado quando a vazão do rio – fator determinante para produção de energia – não é suficiente para acionar as turbinas geradoras.

No ponto, vale o registro que as hidrelétricas possuem especificidades em face aos demais geradores. Esse tipo de usina compõe o denominado Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, criado por meio do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, cujo objetivo central é o compartilhamento do chamado risco hidrológico (Loureiro *et al.*, 2021, p. 70), que é exatamente a imprevisibilidade de geração de energia nos períodos de seca.

O Mecanismo foi criado para garantir que as hidrelétricas recebam os seus níveis de garantia física (Garcia Neto, 2021, p. 27), que, nos termos do art. 2º, § 2º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, é

a quantidade de energia efetiva que se associa a um empreendimento (Brasil, 2004b).

Em termos práticos, o MRE é uma espécie de “condomínio”, em que, independentemente de quem é acionado a gerar pelo ONS, o volume total de energia elétrica produzido pelas usinas hidrelétricas é mensalmente alocado a cada um dos participantes na proporção do porte da respectiva usina perante o bloco de usinas integrantes. Em termos normais, ainda que gere abaixo de sua garantia física em um dado mês, o gerador a “recebe” energia de outras usinas integrantes do Mecanismo até atingi-la.

Ainda nessas situações, portanto, o gerador pode comercializar um montante de energia igual a sua garantia física, pois, ainda que não gere em determinado período, poderá ser amparado por outras geradoras dentro do MRE.

Aqui, cabe um parêntese para frisar que compete à CCEE o registro de todos os contratos de compra e venda de energia, seja no ACR ou no ACL. Ou seja, a garantia física serve como um lastro para venda, competindo à Câmara aferir a veracidade das informações.

No caso do MRE, a CCEE faz a contabilização das usinas participantes do Mecanismo, nos termos do art. 2º, inc. VI, do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004 (Brasil, 2004d), verificando os valores devidos por cada agente e quanto que cada geradora credora irá receber e quanto cada usina devedora deverá pagar. Em ambos os casos, o valor atribuído será fixado com base no Mercado de Curto Prazo – MCP e no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que serão mais adiante detalhados.

Além de fazer a contabilização entre as usinas dentro do MRE, a CCEE também verifica se o Mecanismo como um todo foi capaz de gerar energia correspondente a garantia física somada de todas as hidrelétricas – garantia física do MRE – ou mesmo superá-la.

Caso o total de energia gerada no âmbito do MRE seja superior à sua própria garantia física, há um excedente que será distribuído a todos os integrantes do Mecanismo, proporcionalmente à garantia física de cada um. Já nos casos em que há um déficit, a usinas ficam expostas aos efeitos do GSF, *Generation Scaling Factor*, que pode ser traduzido como “fator de escala de geração”.

O GSF nada mais é do que a relação existente entre o total de energia gerada no MRE dividida pela soma das garantias físicas. Em um cenário ideal, as usinas do MRE deveriam gerar exatamente a sua garantia física, o que tornaria o GSF igual a 1 (um).

No caso de um GSF superior a 1 (um), classifica-se um GSF positivo, ao passo que no cenário negativo é inferior. Nessa hipótese, todos os geradores pagam pela aquisição de energia no MCP necessária para atendimento da diferença, até igualar à garantia física do MRE. A energia vendida no MCP é valorada com base no PLD, cujo preço é fixado pela CCEE em um cálculo complexo.

Assim, a geração a menor do que o previsto, dentro do MRE, pode trazer dois impactos às hidrelétricas, resultando na necessidade de aquisição de energia no MCP. O primeiro ocorre quando a geração individual do agente é insuficiente para honrar os contratos firmados, exigindo a compra da diferença no MCP. O segundo decorre do GSF, o que também pode gerar exposição adicional no MCP.

A complexidade do acima exposto aumenta quando se verifica que o PLD flutua de acordo com os diferentes submercados do SIN e com os períodos do ano, uma vez que há variações regionais que influenciam na valoração do preço, tais como regimes hidrológicos, condições climáticas, restrição de transmissão, demanda de energia, entre outros fatores.

Os custos adicionais com a geração abaixo da garantia física não ficam restritos ao acima exposto. Há ainda a Tarifa de Energia de Otimização – TEO.

Como visto, para que haja um efetivo compartilhamento do risco hidrológico dentro do MRE, é necessário que esse Mecanismo de trocas de energia tenha efeito neutro para seus integrantes. É imperativo que as trocas de energia não signifiquem sobrecarga de uma usina em face de outras.

É natural, contudo, que em determinados momentos do ano haja a transferência de risco hidrológico entre os submercados, de modo que sempre haverá uma sobrecarga e déficit de geração em dados momentos entre os empreendedores.

Pelas características geográficas do Brasil, é corriqueiro que as usinas hidrelétricas sejam, dentro de um mesmo ano, sejam “doadoras”

e “receptoras” de energia no MRE. Isso depende das estações chuvosas e de seca em cada região do país. É normal que em determinados períodos do ano a região Norte esteja no período úmido, com maior volume de chuva e capacidade de geração de energia, e o Sudeste esteja no período de seca, com restrição de geração, tal como exposto em linhas passadas.

Nesse contexto, o Decreto 2.655, de 1998, em seu art. 22, prevê a aplicação da TEO como forma de cobrir os custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas, além do pagamento da Compensação Financeiro pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH, uma espécie de *royalties* pagos pelos geradores aos entes públicos (Brasil, 1998).

Em outras palavras, quando uma determinada hidrelétrica é acionada para aumentar a sua geração e cobrir o déficit energético de outra, inevitavelmente incorrerá no aumento de seus custos com a operação e manutenção do ativo, além de fazer pagamentos maiores a título de CFURH. A TEO serve para minimizar essas despesas.

Por fim, cabe ressaltar que o já citado Decreto 2.655, de 1998, prevê, em seu art. 18, um encargo, denominado Encargos de Serviços do Sistema – ESS, destinado à cobertura de custos do sistema, incluindo serviços ancilares e aqueles prestados a todos os usuários do SIN, o que também será objeto de maiores detalhes mais adiante.

2.4 TIPOS DE RESERVATÓRIOS DE USINAS HIDRELÉTRICAS

As nuances acima mencionadas variam ainda mais quando se analisa o contexto que levou ao Brasil reduzir o número de hidrelétricas com reservatório, passando a primar por empreendimentos a fio d’água.

Como visto, a partir da eleição de Juscelino Kubitschek, em 1956, houve o avanço com gastos relacionados à infraestrutura. No caso específico do setor elétrico, chamaram atenção a continuação da ampliação da barragem da usina hidrelétrica de Paulo Afonso e o início dos trabalhos de construção de dois outros empreendimentos de grande porte, as usinas hidrelétricas de Furnas e de Três Marias (Oliveira, 2018).

Os governos militares, que perduraram de 1964 a 1985, mantiveram a expansão da geração de energia por meio de hidrelétricas. No período foram construídas sessenta e uma grandes barragens, possibilitando a eletrificação de 75% das residências do país em 1985, ao passo que em 1970 esse número era de 45% (Oliveira, 2018).

Nesse intervalo, destacam-se as construções das hidrelétricas de Sobradinho, que começou a operar em 1979, Itaipu e Tucuruí, que entraram em operação em 1984 e fecharam o então ciclo de construção dos grandes empreendimentos do século XX.

Hoje, a usina de Sobradinho possui um reservatório de 4.214 km² (quatro mil, duzentos e quatorze quilômetros quadrados) (CHESF, c2026), ao passo que em Itaipu e Tucuruí essa área é de, respectivamente, 1.350 km² (mil, trezentos e cinquenta quilômetros quadrados) (Itaipu Binacional, 2026) e 2.850 km² (dois mil, oitocentos e cinquenta quilômetros quadrados) (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2020). Segundo informações da Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico – ANA, as usinas de Sobradinho e Tucuruí são classificadas “com reservatório”, ao passo que a de Itaipu é “fio d’água” (ANA, 2026).

Vale ressaltar que depois desses empreendimentos foram construídas outras usinas, mas as grandes obras só foram retomadas apenas após a crise que gerou um desabastecimento em âmbito nacional, ocorrida no ano de 2001, quando foram necessárias medidas para racionamento no consumo de energia elétrica em todo o país.

Dentre outras medidas adotadas pelo Poder Público à época como reação à crise de abastecimento, o CNPE editou a Resolução nº 2, de 17 de setembro de 2001, autorizando o início da realização de estudos para construção da usina hidrelétrica Belo Monte (CNPE, 2001), no rio Xingu, estado do Pará, ao passo que em 2008 o mesmo Conselho autorizou a implantação desse empreendimento, por meio da Resolução nº 6, de 3 de julho (CNPE, 2008b).

Ainda em 2008, o CNPE (2008a) também autorizou a implantação da hidrelétrica Jirau, mesma medida que já havia sido feita com a usina de Santo Antônio, em 2007 (Brasil, 2007). Ambas foram implantadas no rio Madeira, localizada no estado de Rondônia, na região amazônica.

Atendo-se que esses três empreendimentos – Belo Monte, Jirau e Santo Antônio – tinham por objetivo garantir uma maior segurança ao SIN, de modo a evitar novas crises de abastecimento, todos foram classificados como estruturantes e de interesse nacional, possuindo prioridade de licitação.

Não obstante, a realidade que imperava nesse período era bem diferente daquela vivenciada quando da implementação das grandes usinas, entre os anos de 1970 e 1980. Após a construção daqueles grandes empreendimentos, que possuem reservatórios extensos, sobreveio a pressão da sociedade organizada quanto aos impactos de projetos dessa magnitude.

Além do ponto de vista energético, o setor teve que aprender a lidar e conviver com críticas e pressão por busca por alternativas para as questões sociais e ambientais, tendo em vista determinadas situações que ocorreram no passado. Como exemplo, cita-se a barragem no rio Tietê, no estado de São Paulo, em 1974, onde diversos animais ficaram presos em ilhas e em copas de árvores, quando do enchimento do reservatório (Oliveira, 2018).

Além de questões atreladas à biodiversidade, o deslocamento de pessoas passou a ganhar mais relevância. Anteriormente, o foco principal era a compensação financeira com desapropriações, ao passo que num segundo momento questões como o modo de vida passaram a ser igualmente considerados (Oliveira, 2018).

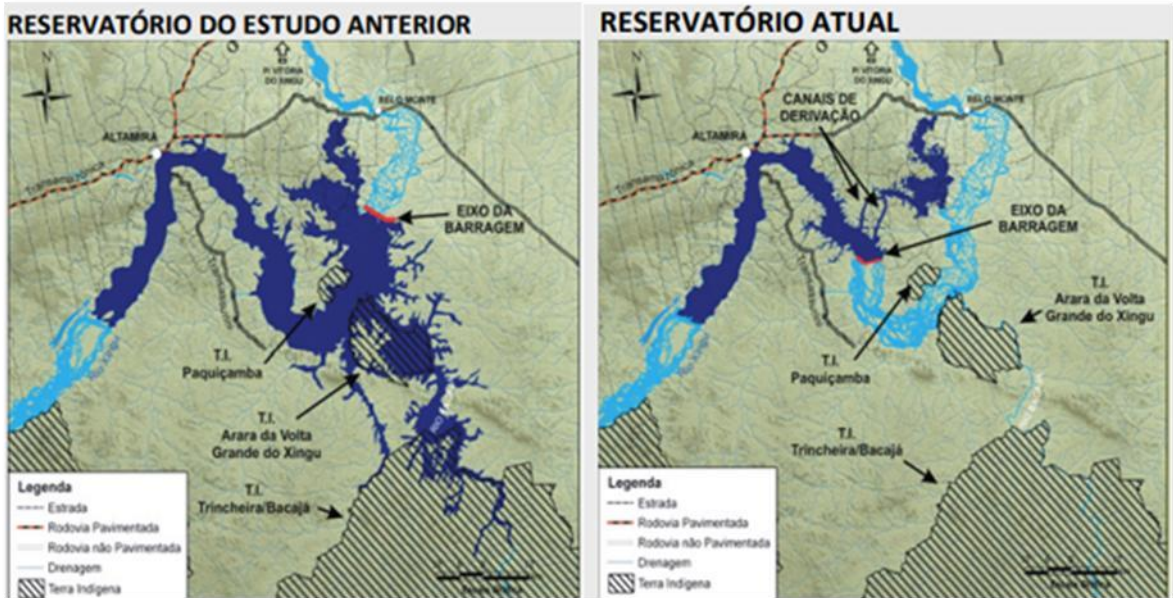
No ponto, ressalta-se que a Constituição de 1988 deu especial atenção a essas questões, ao dispor, em seu art. 225, § 1º, inc. IV, que a instalações de empreendimentos ou o desenvolvimento de atividades com potencial degradação do meio ambiente deve ser precedido de estudo prévio de impacto ambiental – EIA (Brasil, 1988).

Em que pese a implantação de usinas como a hidrelétrica Machadinho, com reservatório (ANA, 2026) e que entrou em operação em 2022, isto é, após a promulgação da Constituição de 1988, empreendimentos como as hidrelétricas Jirau, Santo Antônio e Belo Monte foram concebidos a fio d'água muito em função da pressão por menores impactos socioambientais.

A título de exemplo, cabe registrar que o projeto original da usina Belo Monte, então denominado Kararaô, desenvolvido em 1989, previa um reservatório de 1.225 km² (mil, duzentos e vinte e cinco quilômetros

quadrados), ao passo que o projeto implementado é de 516 km² (quinhentos e dezesseis quilômetros quadrados). A figura abaixo ilustra a diferença entre as áreas alagadas dos reservatórios:

Figura 4 – Comparação dos reservatórios entre os projetos Kararaô e Belo Monte



Fonte: (EPE, 2011).

Veja-se que o reservatório idealizado anteriormente (1.225 km²) já era inferior aos já implementados em Sobradinho (4.214 km²), Tucuruí (2.850 km²) e Itaipu (1.350 km²), mas os impactos socioambientais esperados na região do rio Xingu, na Amazônia, resultaram em um reservatório ainda menor, a fio d'água, o que não possibilita que a usina armazene água no período úmido – primeiro semestre do ano – para gerar energia em um momento futuro.

A discussão sobre os impactos socioambientais é válida e importante. Contudo, é imprescindível que seja livre de argumentos ideológicos e emocionais. Deve-se nortear os debates com critérios técnicos, levando em consideração não só apenas os impactos imediatos e inerentes a qualquer projeto de infraestrutura, mas também os mediatos, tais como o acionamento de térmicas para manter a segurança energética (Gomes, 2012).

Nessa linha, em que pese hoje o crescimento de outras fontes renováveis, tais como eólicas, solares e MGD, são as hidrelétricas que ainda conferem maior confiabilidade ao SIN, não só pela sua capacidade de armazenamento, como também por sua resposta rápida, quando acionadas pelo ONS.

Atualmente, o que se verifica, todavia, é que cada vez mais essa fonte vem se tornando uma alternativa subsidiária, não só do ponto de vista energético, mas também por falta de infraestrutura. Com a ausência de uma tecnologia que tenha se mostrado até o momento capaz de armazenar a energia produzida por esses geradores, o ONS vem despachando preferencialmente as usinas eólicas e solares, ao passo que as hidrelétricas têm ficado em segundo plano, conforme será exposto mais adiante.

O ponto, contudo, é que também existem hidrelétricas que podem ser classificadas como intermitentes, isto é, quando dependem de condições externas para geração de energia. A eólica depende do vento, a solar da luz do sol, ao passo que as hidrelétricas ficam reféns da vazão do rio.

É verdade que usinas com reservatório podem armazenar a água em momentos de faltas de meio para escoamento ou quando as demais fontes estão com prioridade no despacho pelo ONS. Todavia, o mesmo não ocorre com os empreendimentos a fio d'água, que são obrigados a "jogar água fora" ao abrir vertedouro, de modo a manter o nível do reservatório dentro dos limites da sua outorga, resultando no que é conhecido no jargão setorial como energia vertida turbinável – EVT.



3

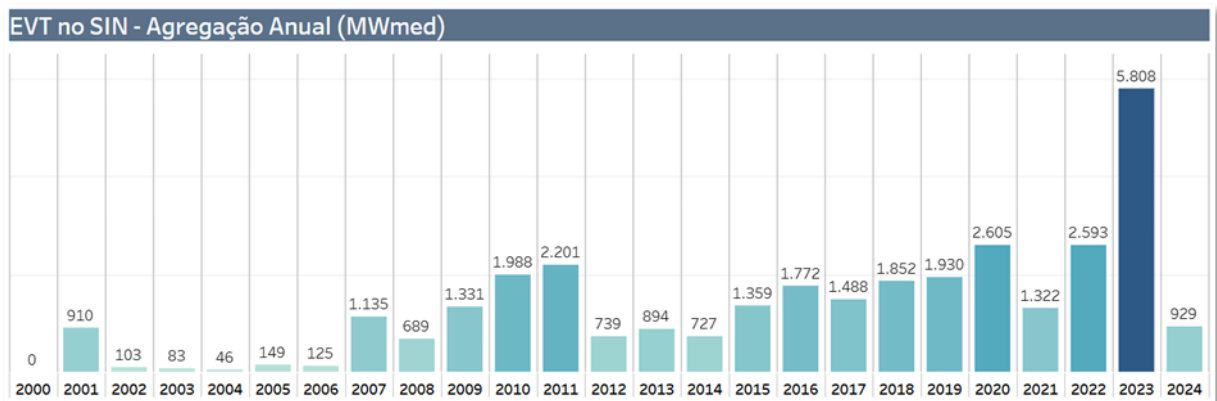
3

A ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL – EVT

Como visto, em regra, o “vertimento só ocorre quando a capacidade de turbinamento máximo da usina equivalente for atingida” (Oliveira, 2020, p. 160). Não é essa a hipótese em comento. Hoje, o ONS, em não raros momentos, determina que usinas hidrelétricas vertam parte da energia que poderiam gerar, em decorrência de situações que não estão relacionadas ao esgotamento da capacidade de turbinamento, caracterizando assim a EVT.

O próprio Operador reconhece essa intercorrência e disponibiliza (ONS, c2026) em seu sítio eletrônico os números de EVT desde o ano de 2001. Abaixo, segue um recorte da EVT no SIN até 2024:

Figura 5 – Vertimento turbinável entre os anos 2000 e 2024



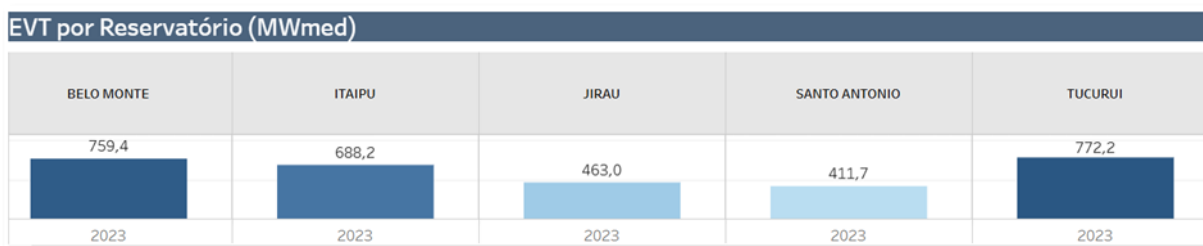
Fonte: (ONS, c2026)

Ainda que com números menores nos anos de 2021 e 2024, quando o Brasil passou por períodos severos de estiagem, é possível perceber que a partir de 2015 houve um aumento significativo de EVT, com o seu pico em 2023, quando foram vertidos 5.808 MWmed (cinco mil, oitocentos e oito megawatts médios). A título de exemplo, esse número é superior à garantia física da usina hidrelétrica Belo Monte (4.571 MWmed), que tem capacidade para atender mais de 60 (sessenta) milhões de pessoas ou 10% da demanda nacional (Macedo, 2024).

Ainda tomando por base o ano de 2023, os 5 (cinco) maiores empreendimentos que sofreram com o vertimento turbinável foram as usinas hidrelétricas Tucuruí, seguida de Belo Monte, Itaipu, Jirau e

Santo Antonio, sendo que apenas a primeira possui reservatório, ao passo que as demais são a fio d'água. Veja-se:

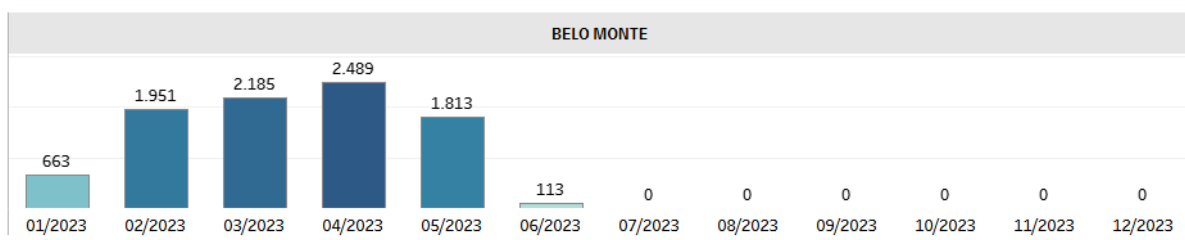
Figura 6 – Usinas hidrelétricas com maior vertimento turbinável no ano de 2023



Fonte: (ONS, c2026)

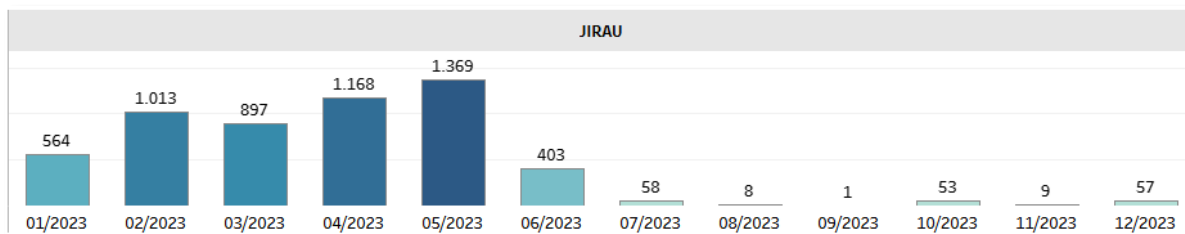
Em Tucuruí, Belo Monte, Jirau e Santo Antonio, localizadas na região amazônica, a EVT concentrou-se exatamente no período úmido, isto é, no primeiro semestre do ano, quando os rios da região têm suas maiores vazões, o que possibilita, por via reflexa, que essas hidrelétricas cheguem próximas aos seus picos de geração. Abaixo, segue o vertimento turbinável separado por empreendimento e por cada mês do ano de 2023:

Figura 7 – Vertimento turbinável da usina hidrelétrica Belo Monte em 2023



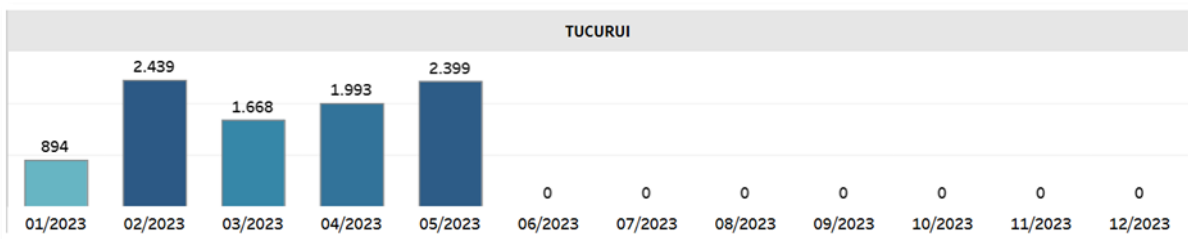
Fonte: ONS (c2026).

Figura 8 – Vertimento turbinável da usina hidrelétrica Jirau em 2023



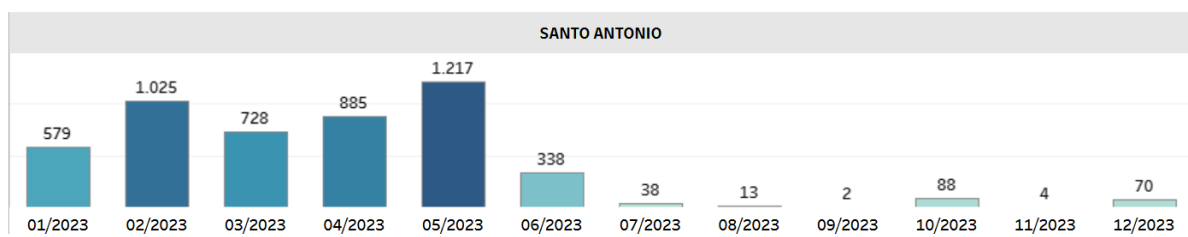
Fonte: NOS (c2026).

Figura 9 – Vertimento turbinável da hidrelétrica Tucuruí em 2023



Fonte: ONS (c2026).

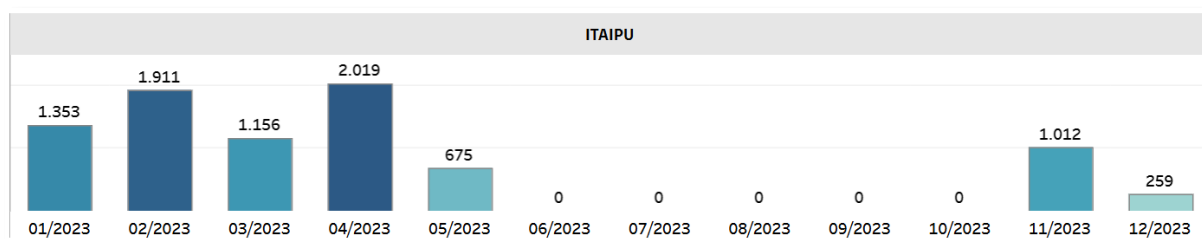
Figura 10 – Vertimento turbinável da hidrelétrica Santo Antônio em 2023



Fonte: ONS (c2026).

Itaipu, por sua vez, está localizada na fronteira entre o Brasil e o Paraguai, no rio Paraná. Em que pese estar na região sul do país, a EVT igualmente se concentrou no primeiro semestre, mas também se mostrou presente ao final de 2023, principalmente no mês de novembro. Nesse sentido, seguem os dados disponibilizados pelo ONS:

Figura 11 – Vertimento turbinável da hidrelétrica Itaipu em 2023



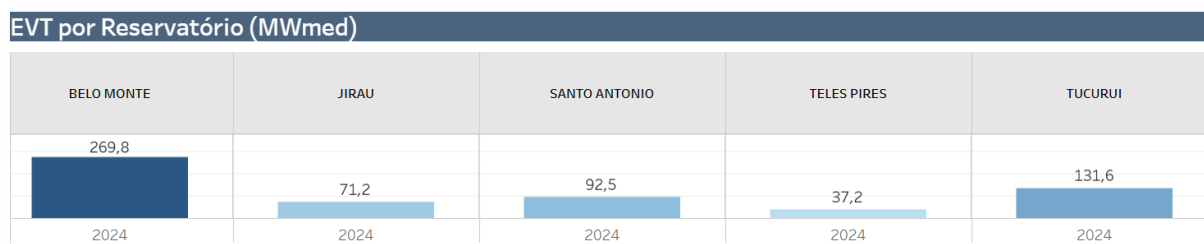
Fonte: ONS (c2026).

Mesmo passando pelo já mencionado severo período de seca, o ano de 2024 registrou 928 MWmed (novecentos e vinte e oito megawatts médios) de EVT. Tal valor pode parecer baixo, mas quando comparado ao que de fato as hidrelétricas conseguiram gerar de energia naquele ano, incluindo o período natural de estiagem, há representatividade do seu impacto.

Nesse ano, as cinco hidrelétricas que mais tiveram vertimento turbinável foram praticamente as mesmas de 2023, com uma única

diferença: saiu Itaipu e a entrou a usina hidrelétrica Teles Pires, que também é a fio d'água (ANA, c2026). Veja-se (ONS, c2026):

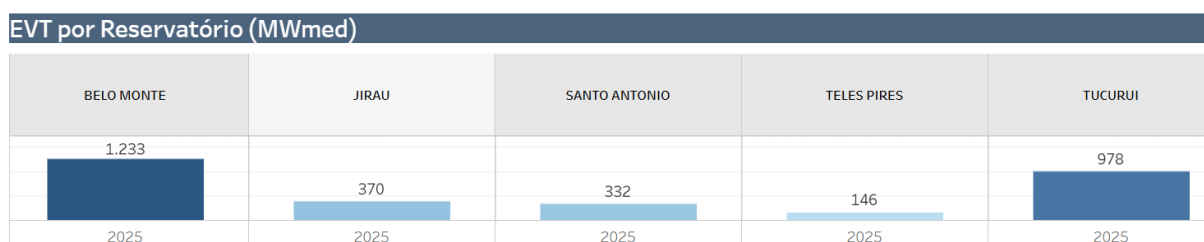
Figura 12 – Usinas hidrelétricas com maior vertimento turbinável no ano de 2024



Fonte: ONS (c2026).

Os dados de 2025 indicam uma retomada do crescimento da EVT. Até 15 de agosto, foram 3.650 MWmed (três mil, seiscentos e cinquenta megawatts médios), mantendo-se os mesmos cinco empreendimentos de 2024 como os mais afetados. Por oportuno:

Figura 13 – Usinas hidrelétricas com maior vertimento turbinável até agosto de 2025



Fonte: ONS (c2026).

Por fim, é provável que esses números venham caindo ao longo de 2025, considerando que a unidade de apuração da EVT em questão está em MWmed (megawatt médio), isto é, em uma unidade que trata da potência média de geração ao longo de um período específico. Como os próprios gráficos sugerem, não há tendência de EVT no segundo semestre, de modo que é factível que esse número reduza até o final do ano.

3.1 OS EFEITOS DO VERTIMENTO TURBINÁVEL NA PRÁTICA

A discussão com relação aos efeitos da EVT não chega a ser um tema novo no setor. Ainda em 2018, por exemplo, as concessionárias que operam as usinas hidrelétricas Jirau e Santo Antônio levaram o assunto à Aneel, que em janeiro de 2019 instaurou o processo nº

48500.000375/2019-83 (ANEEL, 2019). Inicialmente, o objetivo foi avaliar medidas para o aprimoramento do MRE e a alocação de vertimentos turbináveis.

Quando da autuação do referido processo (ANEEL, 2019), a Aneel juntou, dentre outros documentos, algumas comunicações enviadas pelas citadas hidrelétricas. Jirau, por exemplo, apresentou dados de EVT decorrente de intervenções feitas para realização de testes no sistema de transmissão nos dias 2 e 3 de novembro de 2018.

Segundo o relato feito por esse agente, em que pese os testes tenham sido programados para serem realizados em duas etapas diárias, com início à meia noite e término às 17h em ambas as datas acima mencionadas, o procedimento somente ocorreu em etapa única, com início às 00h49min de 2 de novembro e com término no dia seguinte, às 16h17min, o que teria prejudicado a geração de energia do empreendimento (ANEEL, 2019).

Ainda de acordo com as informações da concessionária (ANEEL, 2019), o despacho realizado pelo ONS no período foi de apenas 140 MW (cento e quarenta megawatts), de modo que foi necessário verter água que poderia ser turbinável, haja vista a necessidade de controle do nível do reservatório em face de a usina ser a fio d'água. A abertura do vertedouro ocorreu em 2 de novembro, às 03h10min, ao passo que o seu fechamento se deu apenas em 18h32min do dia 3.

De acordo com o documento encaminhado à Aneel (ANEEL, 2019), nesse período a hidrelétrica Jirau teve, a título de EVT, um prejuízo equivalente a R\$ 6.667.479,34 (seis milhões, seiscentos e sessenta e sete mil, quatrocentos e setenta e nove reais e trinta e quatro centavos), representados por aproximadamente 46.324 MWh (quarenta e seis mil, trezentos e vinte e quatro megawatts hora) não gerados.

A comunicação enviada pela usina Santo Antônio, igualmente juntada ao processo nº 48500.000375/2019-83 (ANEEL, 2019), segue a mesma linha da hidrelétrica Jirau, relatando também a ocorrência de vertimento turbinável em decorrência do atendimento aos testes no sistema de transmissão, que se deram nos mesmos dias 2 e 3 de novembro de 2018.

De acordo com a concessionária (ANEEL, 2019), o ONS reduziu o despacho da usina, o que resultou, respectivamente nos dias 2 e 3 de

novembro, em uma EVT de 63% e 65% frente a oferta de energia da hidrelétrica.

Ainda segundo o empreendedor (ANEEL, 2019), a usina deixou de gerar 62.236 MWh (sessenta e dois mil, duzentos e trinta e seis megawatts hora). Nesse primeiro momento, não foram apresentados os impactos financeiros, mas a concessionária registrou que essa EVT decorreu de sua característica a fio d'água, bem como que trouxe prejuízos com o agravamento do GSF e com a compra de energia no MRE, resultando em gastos maiores com a TEO.

Em nova comunicação à Aneel (ANEEL, 2019), a usina Santo Antonio registrou que teve novas restrições de escoamento de energia em outros dias. Considerando os testes no sistema de transmissão realizados nos dias 2 e 3 de novembro e de nova intervenções feitas pelo ONS entre os dias 15 e 26 de novembro de 2018, a concessionária registrou custos adicionais com o MRE em R\$ 1.510.889,00 (um milhão, quinhentos e dez mil, oitocentos e oitenta e nove reais), ao passo que o agravamento no GSF foi de R\$ 1.193.525,00 (um milhão, cento e noventa e três mil, quinhentos e vinte e cinco reais). Abaixo, segue planilha de autoria do empreendedor e apresentada à Aneel:

Figura 14 – Efeitos da EVT apresentados pela usina hidrelétrica Santo Antônio

	Ofertado pela Usina	Programado pelo ONS	Despachado pelo ONS	Energia Desperdiçada (vertimento)	Aquisição Energia MRE (R\$)	Agravamento GSF (R\$)
02/11/18	1980	685	725	63%	203.318	189.236
03/11/18	2060	886	731	65%	213.663	209.149
15/11/18	2170	2039	2073	4%	20.067	15.842
17/11/18	2230	933	954	57%	205.248	159.762
18/11/18	2270	590	911	60%	218.601	170.156
19/11/18	2320	1814	726	69%	106.832	83.156
21/11/18	2170	2039	2073	54%	75.208	58.540
24/11/18	2490	1742	1845	26%	73.486	48.317
25/11/18	2490	983	988	60%	241.455	158.756
26/11/18	2561	1485	1038	69%	153.021	100.611
	Custo				1.510.899	1.193.525

Fonte: ANEEL (2019).

Da imagem acima é possível verificar que há um descasamento do que havia sido inicialmente programado pelo ONS com o que de fato foi despachado pelo Operador, o que deu causa ao alegado

prejuízo com aquisição de energia adicional no MRE e o agravamento no GSF.

Em nova comunicação enviada à Aneel (ANEEL, 2019), a concessionária que opera a hidrelétrica Jirau também trouxe novos dados e informações sobre EVT em outros períodos – 21 de novembro de 2018 a 9 de janeiro de 2019 – não só em função de testes e falhas no sistema de transmissão, mas também em face da baixa carga no SIN e da política de operação do Sistema pelo ONS durante as festividades de final de ano.

Segundo o empreendedor (ANEEL, 2019), o montante de EVT no citado período foi de 450.262,93 MWh (quatrocentos e cinquenta mil, duzentos e sessenta e dois vírgula noventa e três megawatts hora), representando um valor de aproximadamente R\$ 40.200.000,00 (quarenta milhões e duzentos mil de reais).

3.2 MEDIDAS ADOTADAS PELA ANEEL FRENTE AO VERTIMENTO TURBINÁVEL

Em maio de 2019, no mesmo processo nº 48500.000375/2019-83 (ANEEL, 2019), a área técnica da Aneel registrou que as colocações dos empreendedores sobre a EVT estão fundadas em 3 (três) pilares distintos, a saber: restrições elétricas, baixa carga no SIN e política operativa do ONS.

Com base nesse cenário, foram solicitadas ao Operador informações sobre os motivos mais frequentes de vertimento turbinável e os critérios de escolha das usinas que serão alvo de restrição de geração (ANEEL, 2019).

Em resposta, o ONS conceituou, inicialmente, a existência de 2 (dois) tipos de vertimentos: turbináveis e não turbináveis. A principal diferença entre ambos, em suma, é que a ocorrência do primeiro não se dá pelo esgotamento da capacidade de geração da usina, ao passo que o segundo sim (ANEEL, 2019).

Dessa forma, segundo o Operador, o melhor cenário de aproveitamento da capacidade de geração das usinas pressupõe a priorização de empreendimentos que estejam vertendo ou na iminência. Isso, contudo, não ocorre necessariamente por razões

operativas do SIN. Abaixo, segue o rol de motivos apresentados pelo ONS para justificar essa ocorrência (ANEEL, 2019):

a) Impossibilidade de alocação da geração máxima disponível na usina, na curva de carga do SIN (Vertimento Turbinável não Alocável).

Essa situação de caráter energético, ocorre quando a demanda horária do SIN já foi atendida, e os demais recursos de geração do SIN já foram minimizados, não havendo condições de se alocar a totalidade das disponibilidades de geração das usinas que apresentam vertimentos, respeitando-se as restrições operativas associadas a:

- Geração mínima necessária em usinas hidrelétricas para atender requisitos de defluência, tendo estes requisitos motivações ambientais ou de uso múltiplo da água;
- Configuração mínima de unidades geradoras em usinas hidrelétricas para garantir a segurança da operação elétrica do SIN;
- Geração termelétrica inflexível e parada/partida de unidades geradoras;
- Geração eólica.

a) Esgotamento da capacidade de transmissão de energia para outro subsistema (Vertimento Turbinável não transmissível).

Essa situação de caráter elétrico, ocorre quando, apesar de ainda haver montante de demanda horária a ser atendida, não há folga no sistema de transmissão para alocar a totalidade da disponibilidade de geração das usinas que apresentam vertimentos.

Pelo que é possível observar, há duas causas distintas para o vertimento turbinável: uma, de caráter energético, em que a demanda do SIN já está atendida, não havendo necessidade de geração acima do que já está sendo consumido; outra, de caráter elétrico, em que há demanda no SIN, mas há restrição no sistema de transmissão para escoamento da energia.

O ONS registrou ainda que, como forma de não ter priorização entre as geradoras, é definido um rateio entre aquelas com vertimento turbinável, de modo proporcional à respectiva disponibilidade de geração (ANEEL, 2019).

Frente a esse contexto, a área técnica da Aneel realizou uma Análise de Impacto Regulatório, tombada sob o nº 005/2019-SRG/Aneel – AIR nº 005/2019-SRG/Aneel, documento juntado ao processo nº 48500.000375/2019-83 (ANEEL, 2019), tendo por objetivo propor critérios para redução ou limitação de geração.

Ao analisar o problema regulatório em questão, a área técnica do órgão regulador rememorou como é definida a programação de operação pelo ONS, que segue as diretrizes aprovadas pela Resolução Normativa Aneel nº 903, de 8 de dezembro de 2020, a qual aprovou os Procedimentos de Rede para operação do SIN, que são agrupados em módulos (ANEEL, 2020).

Interessa aqui o módulo 4, que trata da programação da operação e que pode ser subdividido no planejamento mensal, diário e a operação em tempo real. Não obstante as premissas fixadas dentro desses planos, a operação em tempo real do SIN é dinâmica, o que demanda ajustes operativos por parte do ONS, o que pode resultar na modificação dos despachos idealizados e, eventualmente, na redução ou na limitação de geração de alguns empreendimentos.

Entre os grupos afetados, a AIR nº 025/2019-SGR/Aneel (ANEEL, 2019) verificou que os efeitos comerciais sobre os agentes afetados são diferentes.

Nesse quadro, analisou 3 (três) possíveis alternativas. A primeira seria a manutenção do *status quo*, isto é, não regular a matéria de modo que o ONS não precisaria alterar a sua forma de operação. A segunda, denominada “critério de conjunto de usinas”, em que o Operador priorizaria a redução ou limitação com o custo imposto aos diferentes agentes setoriais, após avaliada a segurança operativa do SIN. A terceira, intitulada “critério da proporção linear”, como o próprio nome sugere, seria a efetuação da redução ou limitação de maneira proporcional e linear entre todos os empreendimentos (ANEEL, 2019).

A alternativa sugerida pela área técnica da Aneel foi a segunda, denominada “Alternativa 2”. Aqui, parte-se da indicação de conjuntos de usina que serão alvo de redução ou limitação de geração, para em seguida identificar o aspecto econômico e distribuí-lo entre os agentes (ANEEL, 2019).

Para ilustrar melhor como se daria a aplicação prática dessa escolha, consta do AIR o seguinte exemplo: ao se deparar com a necessidade de redução ou limitação de geração, o ONS poderia decidir por reduzir a geração de um tipo de usina – no caso citou-se usinas eólicas – para manter um outro – utilizou-se hidrelétricas –, desde que o custo da redução das usinas eólicas, nessa ilustração, seja inferior à redução das hidrelétricas, atendidos, antes disso, os critérios de segurança operativa (ANEEL, 2019).

Ou seja, o ONS tomaria a decisão com base em dois critérios: um, segurança operativa; outro, custos impostos pela redução ou limitação da geração. Nessa hipótese, a CCEE ficaria responsável pelo cálculo e distribuição dos efeitos comerciais entre as usinas dos conjuntos indicados pelo Operador (ANEEL, 2019).

Em 17 de dezembro de 2019, a Diretoria da Aneel acolheu a “Alternativa 2” indicada no AIR e determinou a realização de Consulta Pública, tombada sob o nº 45, de 2019 – Consulta Pública nº 45, de 17 de dezembro de 2019 –, cuja primeira fase teve por objetivo a colheita de subsídios e informações para estabelecer critérios operativos para redução ou limitação de geração (ANEEL, 2019).



4

4

O ESTUDO DE UM MARCO

Partindo da Consulta Pública resultante da decisão da Aneel em dezembro de 2019, ao todo, foram vinte e um participantes dessa primeira fase, entre associações, empreendedores, órgãos e entidades do setor. Em 04 de agosto de 2022, a área técnica da Aneel lavrou a Nota Técnica nº 094/2022-SRG/ANEEL (ANEEL, 2019), analisando todas as contribuições apresentadas, destacando, em suma, que todas convergiram no sentido de que devem ser estabelecidos critérios objetivos e transparentes para a redução e limitação de geração de usinas que obedecem ao despacho centralizado do ONS. O ponto de divergência, todavia, se deu quanto à possibilidade de rateio dos efeitos comerciais entre os agentes.

Essa divergência chamou atenção à área técnica, que optou por não seguir com a análise desse ponto no âmbito da Consulta Pública nº 45, de 2019, ao argumento os efeitos do corte ou redução de geração é diferente entre os agentes, além da prioridade de tratar dos critérios técnicos e não de eventual forma de recomposição econômico-financeira (ANEEL, 2019).

No ponto, frisou-se que, em que pese o ideal ser que ambos os temas caminhassem juntos, o órgão regulador teve entendimento de que os efeitos comerciais demandam uma maior reflexão da distribuição das consequências da limitação ou restrição de geração entre os agentes do mercado (ANEEL, 2019).

Retomando à análise dos critérios operacionais, em que houve convergência no âmbito da primeira fase da Consulta Pública nº 45, de 2019, a área técnica da Aneel concluiu que as restrições e limitações de geração decorriam de características do SIN e não por força de um regulamento vigente. Nessa linha, ela manteve o seu entendimento de adoção da regulação exposta na "Alternativa 2" do AIR nº 025/2019-SGR/Aneel, denominada "critério de conjunto de usinas" (ANEEL, 2019).

A estratégia sugerida para colocar em prática essa escolha tem início com a definição da abrangência da regulação, ressaltando que os eventuais novos critérios se aplicariam aos empreendimentos despachados de forma centralizada, e às usinas ou conjuntos de usinas

considerados na programação da operação do ONS. Na sequência, rememorou-se que havia motivos de redução ou limitação em razão de indisponibilidade externa, atendimento a requisitos de confiabilidade e razão energética (ANEEL, 2019).

Especificamente em relação a esse último motivo – razão energética, em que demanda instantânea já foi atendida, mesmo havendo disponibilidade de geração –, a área técnica da Aneel definiu uma ordem das usinas para que o ONS promovesse as reduções ou limitações de geração, de acordo com o maior para o menor benefício para o consumidor, por meio da redução do ESS (ANEEL, 2019).

Nessa linha, foram definidos 3 (três) blocos, a saber (ANEEL, 2019):

Bloco 1 – formado por empreendimentos em que a redução ou a limitação de geração reduz o total do ESS que será pago pelo consumidor. Estão neste bloco as usinas térmicas com CVU não nulo despachadas por segurança energética, térmicas com CVU não nulo despachadas por ordem de mérito na condição de CVU maior que o PLD e importação de energia sem substituição de usinas térmicas;

Bloco 2 – composto por usinas em que não há aumento ou diminuição do ESS. Compõem este bloco hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água no reservatório, térmicas despachadas por inflexibilidade, térmicas despachadas por ordem de mérito na condição de CVU igual ao PLD, hidrelétricas com vertimento turbinável, e usinas eólicas e solares;

Bloco 3 – integrado por agentes que impõem um ônus ao consumidor por meio do ESS. Foram inseridas as térmicas despachadas com a titulação de ordem de mérito na condição de CVU menor que o PLD e a importação de energia com substituição de térmicas.

Nos Blocos 1 e 3, as reduções ou limitações de geração devem ocorrer na ordem do maior para o menor alívio de custo sob a ótica do consumidor. Já no Bloco 2, deve ser dada prioridade de redução e limitação de geração a hidrelétricas com capacidade de armazenamento, seguidas por térmicas despachadas por inflexibilidade, térmicas despachadas por ordem de mérito na condição do CVU ser igual ao PLD e, por fim, hidrelétricas com vertimento turbinável, eólicas e solares (ANEEL, 2019).

Nesse contexto, o ONS deve seguir preferencialmente as reduções e limitações começando pelas usinas do Bloco 1, passando por aquelas do Bloco 2 e somente ao final pelas do Bloco 3 (ANEEL, 2019).

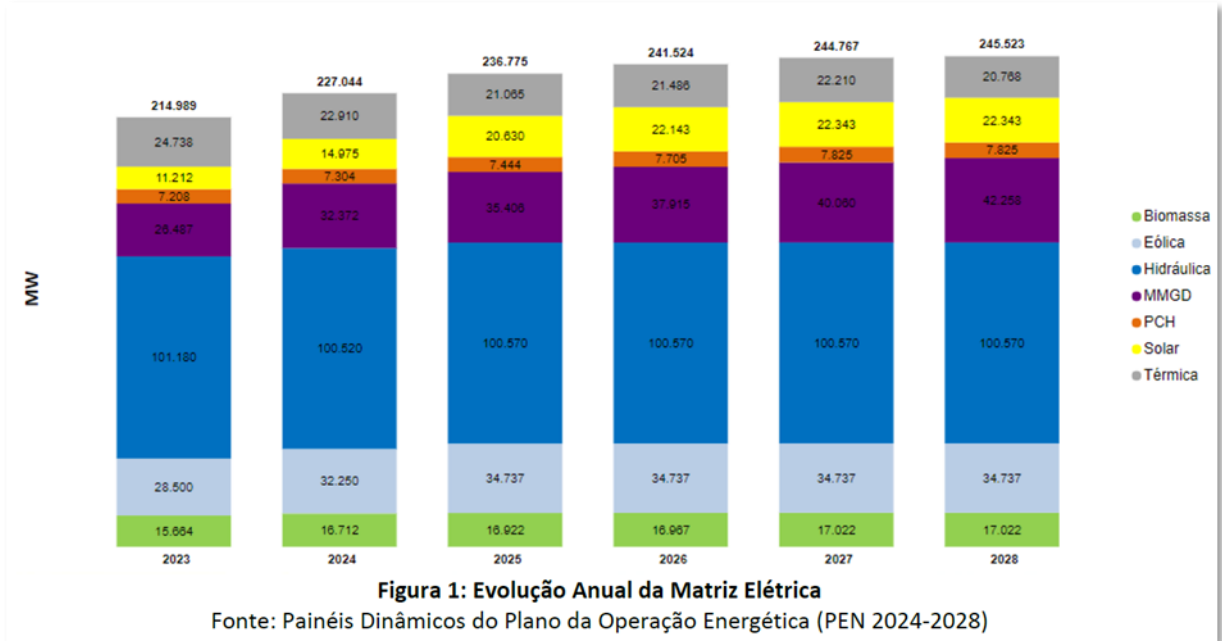
Ponto importante aqui é que a área técnica da Aneel frisou que a proposta não é eliminar as reduções ou limitações de geração, mas sim dar transparência e definir critérios objetivos para a realização dessas restrições (ANEEL, 2019).

A Diretoria da Aneel, em 9 de agosto de 2022, acatou essa proposta e propôs a realização de uma segunda fase da Consulta Pública nº 45, de 2019, a fim de receber contribuições para minuta de resolução que tem por objeto definir os critérios para redução ou limitação de geração pelo ONS (ANEEL, 2019).

Nessa nova etapa vinte e cinco agentes do setor participaram, incluindo diversas associações setoriais, empresas de geração de energia e órgãos e entidades do setor. Em novembro de 2024, a área técnica da Aneel lavrou a Nota Técnica nº 240/2024/SGM/Aneel (ANEEL, 2019), oportunidade em que fez a análise dessas contribuições.

Consideravelmente mais extensa do que as análises anteriores, o parecer técnico iniciou trazendo a projeção da matriz elétrica brasileira até o ano de 2028, registrando uma estabilidade nos empreendimentos hidráulicos, o crescimento de usinas eólicas e solares, bem como da MMGD, e o decréscimo de empreendimentos térmicos. Abaixo, segue gráfico registrando essa informação (ANEEL, 2019):

Figura 15 – Perspectiva de crescimento da matriz elétrica até 2028



Fonte: ANEEL (2019).

A MMGD, ainda segundo informações disponibilizadas, tem o potencial de se tornar a segunda maior fonte de energia no Brasil, atrás das hidrelétricas. Tal fonte, registra-se, não tem sua geração programada pelo ONS, o que dificulta a melhor operação do SIN, inclusive no que tange à redução e à limitação de geração por parte das demais fontes (ANEEL, 2019).

Nos momentos de pico de MMGD não há problemas de ordem externa, especificamente no sistema de transmissão, mas é justamente nesse período em que há a maior limitação de geração de energia, por ausência de demanda (ANEEL, 2019).

Além da questão energética, a área técnica da Aneel ressaltou novamente (ANEEL, 2019), de uma forma mais detalhada, os problemas de ordem elétrica e principalmente as restrições impostas pelo sistema de transmissão, ponto esse que foi objeto de AIR próprio no âmbito do órgão regulador, tombado sob o nº 3/2022-SRT-SRG-SCT-SFE/Aneel.

Como forma de mitigar o problema regulatório identificado no citado AIR, a EPE, em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 – PDE 2034, indicou a realização de estudos para aumentar a capacidade de transmissão no país, principalmente a região Nordeste, onde ficam localizadas a parte representativa de empreendimentos eólicos e solares (ANEEL, 2019).

Tais medidas, contudo, não resultam necessariamente em uma possível modificação dos despachos centralizados pelo ONS, pois o ponto principal continua sendo a manutenção da segurança operativa do SIN. Isto é, a limitação ou a redução de geração são e continuarão sendo uma realidade dos empreendedores (ANEEL, 2019).

Nessa linha, a área técnica da Aneel levantou os dados sobre as principais causas que deram ensejo à restrição de geração entre os anos de 2021 e 2023, indicando que no período 82% (oitenta e dois por cento) dos cortes se deram por razões energéticas – demanda menor do que a oferta de energia disponível –, 13% (treze por cento) em função de problemas de confiabilidade e 5% (cinco por cento) por restrições no sistema de transmissão (ANEEL, 2019).

Tais números, aliados à previsibilidade de que o fenômeno de limitação de geração é algo de difícil controle, apenas reforçam a importância da adoção de critérios transparentes e objetivos por parte do ONS, tal qual vem ocorrendo no âmbito da Consulta Pública nº 45, de 2019 (ANEEL, 2019), ora em comento.

Após a análise de todas as contribuições apresentadas na segunda fase, a área técnica da Aneel optou por manter as premissas indicadas no início do procedimento, no que se refere a ordem de cortes de geração em cada um dos três blocos. Houve uma inovação, contudo, no que se refere ao Bloco 2, especificamente no tocante à redução de geração de hidrelétricas com vertimento turbinável e de usinas eólicas e solares (ANEEL, 2019).

A nova posição dos técnicos do órgão regulador passou a avaliar o rateio de forma restrita a cada submercado, superando o entendimento anterior, que considerava o rateio da redução de geração entre todos os empreendimentos do SIN (ANEEL, 2019).

Em outras palavras, o corte energético seria feito dentro de dois grandes blocos, submercados Norte/Nordeste e submercados Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Como forma de ilustrar a nova proposta, citou-se como exemplo o caso de uma oferta de energia de um empreendimento localizado no Submercado Nordeste. Em caso de restrição de geração, o rateio entre as fontes ficaria restrito aos empreendimentos daquele Submercado. Isto é, os geradores hidráulicos com vertimento turbinável, bem como usinas eólicas e solares localizadas nos submercados

Sul/Sudeste/Centro-Oeste não seriam afetados. O ponto crítico aqui era evitar que houvesse uma concentração de limitação de geração sempre na mesma região, o que impactaria demasiadamente os empreendedores em questão (ANEEL, 2019).

Além dessa colocação, a Nota Técnica nº 240/2024/SGM/Aneel (ANEEL, 2019) identificou que há determinados momentos no dia em que a condição de oferta de energia dentro de um Submercado é suficiente para que este deixe de importar energia dos demais, isto é, que não receba energia de empreendimentos localizados em outros Submercados, por meio do SIN.

Nesse sentido, a área técnica registrou que o próprio ONS fez uma avaliação de que seria possível alocar, no período diurno, toda a carga gerada dentro das regiões Norte/Nordeste e das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste sem trazer energia de um outro Submercado, em decorrência da geração por MMGD. Por outro lado, no período noturno – sem, portanto, a geração de energia solar e de MMGD –, tornar-se-ia necessária a geração de energia além daquela produzida dentro do Submercado (ANEEL, 2019).

Desse modo, a área técnica da Aneel entendeu por alterar a proposta do Bloco 2, no que se refere às usinas eólicas, solares e hidrelétricas com vertimento turbinável, a fim de que a divisão entre elas fosse realizada dentro de dois grandes blocos – a saber: regiões Norte/Nordeste e regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste –, aplicando a garantia física como paradigma de rateio. Rememorando, a proposta anterior era a realização de rodízio entre as fontes, sem limitação por Submercado (ANEEL, 2019).

Na proposta de resolução, a Aneel propôs que a equalização dessa proposta seja feita na etapa de pós-operação, em que o ONS apuraria os montantes de energia dos cortes e, com o auxílio da CCEE, promoveria o rateio dos montantes reduzidos dentro dos empreendimentos de cada submercado.

No ponto, é possível afirmar que os empreendimentos localizados nos submercados Norte/Nordeste seriam os mais afetados, uma vez que as principais hidrelétricas que sofrem o efeito do vertimento turbinável e grande parte das eólicas e solares estão dentro desses submercados.

A Diretoria da Aneel, em 10 de dezembro de 2024, apoiou o racional exposto na Nota Técnica nº 240/2024/SGM/Aneel. A diretoria responsável pela relatoria do processo, contudo, foi além ao externar reflexões que deveriam ser consideradas quando da nova fase da Consulta Pública nº 45, de 2019 (ANEEL, 2019).

No ponto, considerou-se prudente agrupar, juntamente às usinas eólicas e solares e às hidrelétricas com vertimento turbinável, os autosdespachos das termelétricas, em especial quando o volume declarado de autodespacho superasse o montante de inflexibilidade retratado no CCAR (ANEEL, 2019).

Ademais, ressaltou que as hidrelétricas com reservatório poderiam passar a integrar o Bloco 3, último a ter redução ou limitação de geração, ao argumento que produzem menor potencial de produção de custos ao consumidor (ANEEL, 2019, s. p.).

Quanto à proposta de agrupar o rateio entre os dois grandes blocos citados acima, a relatoria frisou que a temática demandava maiores reflexões, pois a idealização do SIN era justamente pulverizar, tal qual outros mecanismos de realocação de risco, o problema causado com a ausência de demanda (ANEEL, 2019).

Não obstante essas colocações, a relatoria propôs seguir com a terceira fase da Consulta Pública nº 45, de 2019 na forma proposta pela área técnica do órgão regulador, o que foi acatado pelos demais membros do Colegiado (ANEEL, 2019).

4.1 CONSIDERAÇÕES DA ABRAGE À PROPOSTA CONTIDA NA TERCEIRA FASE DA CONSULTA PÚBLICA ANEEL Nº 45

Entre as principais considerações apresentadas na terceira fase destacam-se aquelas feitas pela Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – Abrage, que contratou os serviços de duas consultorias consolidadas no setor – a PSR e a RegE – para embasar a posição desse segmento de geração. A seguir, apresentar-se-á um breve resumo dos principais pontos do estudo por elas elaborado (PSR; REG, 2022).

De início, o trabalho em comento destacou que nas hipóteses de cortes restrição de demanda, mesmo sem uma regulação específica, o ONS adota critérios em uma ordem de prioridade. Em suma, em

primeiro lugar, há a redução em usinas hidrelétricas sem vertimento; em segundo, termelétricas despachadas por segurança energética; em terceiro, termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo; em quarto, hidrelétricas com vertimento; e, em quinto e último, usinas eólicas e solares (PSR; REG, 2022, p. 19).

Dados apresentados pelas consultorias mostram que os cortes de geração das usinas eólicas e solares ficam concentrados no segundo semestre, com pico entre agosto e setembro, principalmente nos finais de semana em decorrência principalmente da MMDG, que mantém a geração mesmo com a queda de consumo. Já as hidrelétricas tendem a sofrer com a EVT entre os meses de março e maio, quando os reservatórios se encontram cheios. Abaixo, segue gráfico apresentado que ilustra o afirmado (PSR; REG, 2022, p. 21):

Figura 16 – EVT em GWh e em percentual frente a geração total entre outubro de 2021 e dezembro de 2024

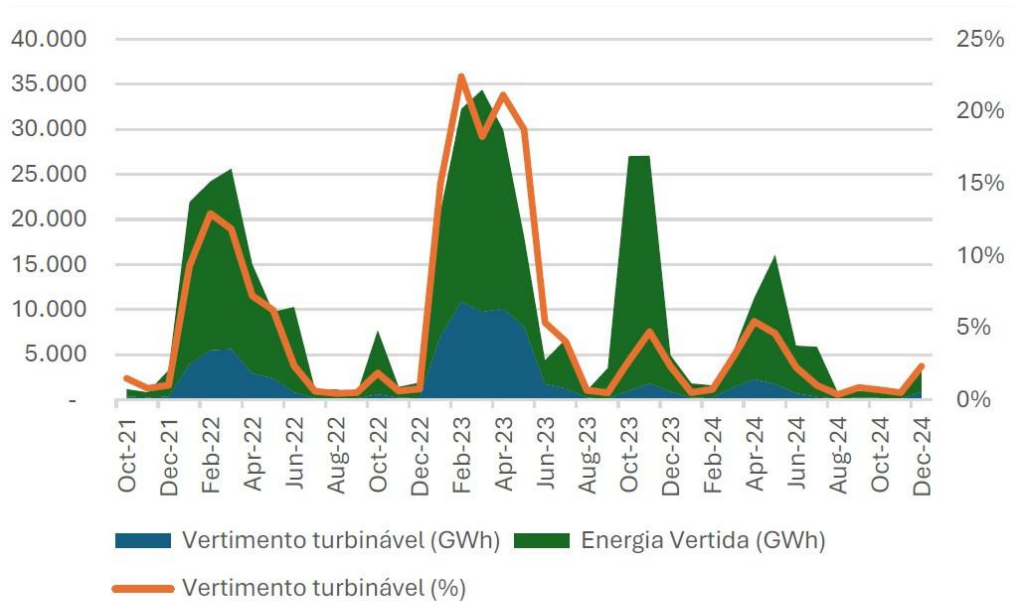


Figura 9. Histórico de Energia Vertida e EVT– em GWh e % de geração total

Fonte: PSR; REG (2022).

No ponto, o estudo reforça que a redução de geração das hidrelétricas não impacta apenas a geradora específica que teve o corte de geração, mas todo o MRE, em especial os consumidores do mercado cativo, haja vista os efeitos do GSF (PSR; REG, 2022, p. 22).

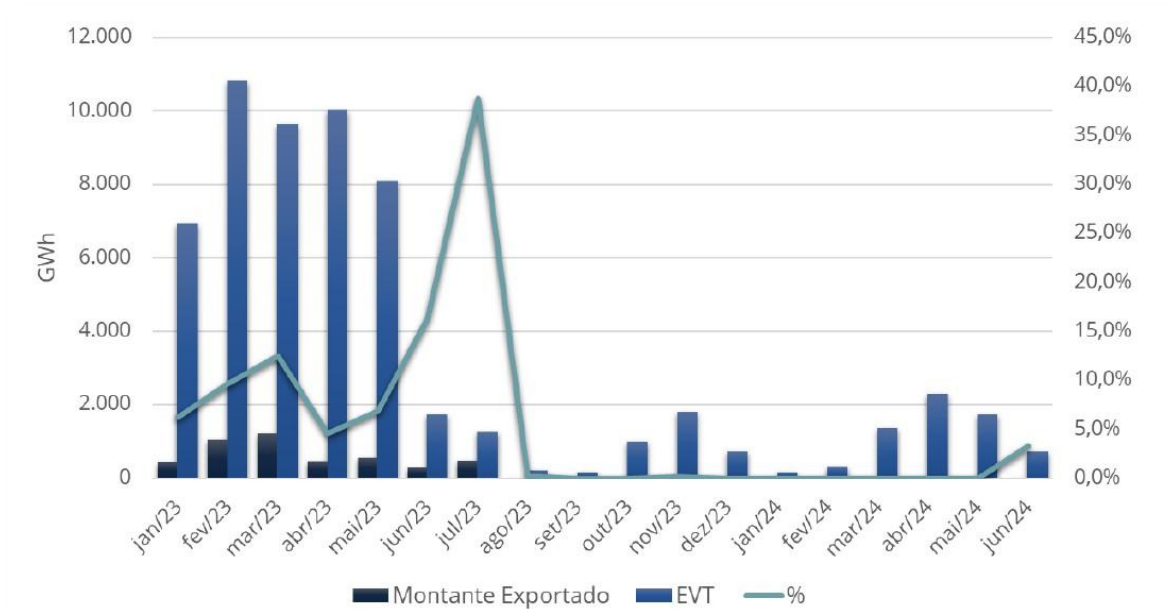
Como resposta a esse cenário atual, as consultorias apresentam alguns mecanismos de mitigação, que foram separados em dois

grupos. As denominadas “medidas conjunturais” são alternativas cujo objetivo central é promover um ambiente mais equilibrado, com a elaboração de uma metodologia adequada para realização dos cortes, ao passo que as chamadas “medidas estruturais” seriam soluções de longo prazo (PSR; REG, 2022, p. 25).

Começando por esse segundo grupo – “medidas estruturais” –, foram apresentadas quatro alternativas, quais sejam: exportação de energia; redução da inflexibilidade térmica; tecnologias de armazenamento; e investimento em transmissão.

As Portarias Aneel nº 49, de 22 de setembro de 2022, e 86, de 21 de outubro de 2024, permitem, respectivamente, que o excedente de energia gerada por fontes hidráulicas e térmicas sejam exportados, e que possuem potencial expressivo de acordo com o estudo da Abrage. Em que pese o número expressivo de R\$ 812 milhões com a exportação de energia entre janeiro de 2023 a julho de 2024, o percentual frente ao total de EVT do período ainda é baixo, conforme gráfico abaixo, de autoria das consultorias (PSR; REG, 2022, p. 26):

Figura 17 – Aproveitamento da EVT para exportação entre janeiro de 2023 e julho de 2024



Fonte: PSR; REG (2022).

Já a iniciativa vinculada à redução da inflexibilidade térmica não tem uma origem propriamente vinculada aos cortes de geração, mas pode agregar para minimizar os seus impactos. Atualmente, a regulação – e os contratos – vigente estabelece que essas usinas devem

gerar níveis mínimos de energia, ainda que não haja demanda (PSR; REG, 2022, p. 27).

Por um lado, há garantia de suprimento de energia em caso de eventuais inconsistências operacionais do Sistema. Por outro, essa inflexibilidade de geração mínima retira espaço e meios para que eventual suprimento de energia ocorra por outra fonte mais sustentável, como eólica, solar e hidráulica (PSR; REG, 2022, p. 27).

A proposta alternativa para minimizar os impactos dos cortes de geração é aumentar a participação dessas três fontes e, por consequência, reduzir as obrigações de geração mínima das térmicas no conjunto do SIN, que seriam remuneradas independente da geração, de modo a garantir o equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos (PSR; REG, 2022, p. 27).

As tecnologias de armazenamento, por sua vez, figuram como um dos temas de mais destaque no setor elétrico corrente. O tema está sendo tratado de maneira específica no âmbito da Consulta Pública Aneel nº 39, de 19 de outubro de 2023 (PSR; REG, 2022, p. 28).

Dentro das alternativas sob estudo pelo órgão regulador, há as usinas hidrelétricas reversíveis, denominadas “baterias de água”, existente em outros mercados de países modelo e aplicável ao caso brasileiro. Em breve resumo, em tal hipótese é criado um reservatório à montante a ser alimentado por água bombeada do reservatório principal nos momentos de excesso de vazão (PSR; REG, 2022, p. 28).

No contexto da EVT, em vez de realizar vertimento quando houvesse geração ociosa, a água seria destinada à geração de energia para fins de bombeamento de água a esse novo reservatório, como se uma bateria fosse do sistema, e, em momentos posteriores de menor vazão, geraria energia, reduzindo, por via reflexa, os cortes de geração hidráulica no período anual (PSR; REG, 2022, p. 29).

Por fim, ainda que os maiores cortes de energia sejam por excesso de demanda em momentos de baixo consumo, há parte de redução forçada de geração por restrição de linhas de transmissão que figura como relevante para o sistema (PSR; REG, 2022, p. 30).

Em que pese hoje o Brasil contar com uma extensa rede básica, de transmissão, esse segmento não acompanhou o crescimento da geração de energia, principalmente no Nordeste. Segundo os dados

apresentados no estudo da Abrage (PSR; REG, 2022, p. 31), há uma expectativa de que essa região atinja uma capacidade de exportação de energia de até 16.500 MW até dezembro de 2028 e 25.000 MW até dezembro de 2030, o que demandará relevantes investimentos para escoar o excesso de energia.

Como o próprio nome sugere, tais alternativas “estruturais” dependem de uma série de fatores de longo prazo e que demandam uma maior reflexão antes de sua aplicação.

Como resultado de curto e médio prazo, as consultorias contratadas sugerem a adoção de “medidas conjunturais”. Tais medidas foram separadas em tópicos vinculados às propostas apresentadas pela Aneel na terceira fase da Consulta Pública nº 45, de 2019, a saber:

- a) atributos das usinas hidrelétricas;**
- b) despacho centralizado e o custo d’água;**
- c) rateio com base na garantia física;**
- d) rateio por submercado; e**
- e) inclusão da MMGD.**

O primeiro diz respeito a uma não abordagem do aumento do ESS, dado os serviços anciliares previstos no Decreto nº 2.655, de 1998 (Brasil, 1998), tais como controle de tensão, reserva de capacidade, recomposição do sistema e outros temas que garantem segurança, estabilidade e qualidade ao sistema elétrico.

De acordo com o estudo em comento (PSR; REG, 2022, p. 40), dos serviços anciliares existentes, a grande maioria são fornecidos por geradoras hidráulicas, ao passo que o aumento desses serviços vem se dando pelo crescimento das demais fontes. Dito de outra forma, num primeiro momento, as hidrelétricas vem arcando com o aumento do ESS, mesmo não dando causa, e o custo desse aumento ao final é repassado ao consumidor. Isso não foi considerado pela Aneel até o presente momento.

No tópico abordagem de custos incompleta, o estudo destacou a não observância de itens relevantes, como a repactuação do risco hidrológico, os contratos de cotas de garantia física e os efeitos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos – CFURH.

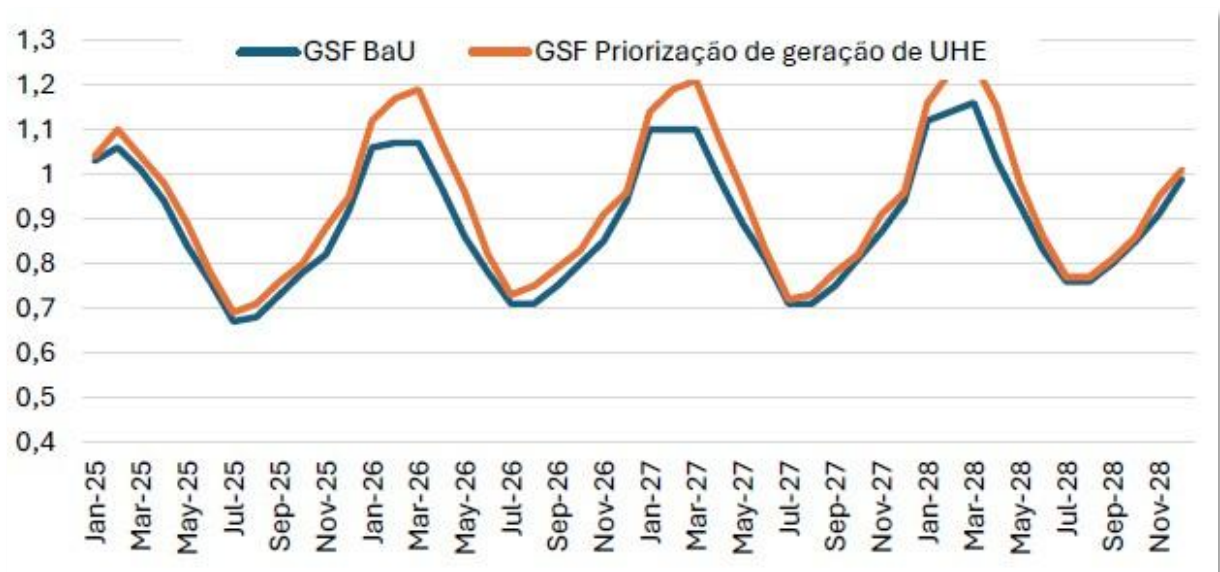
O risco hidrológico, consubstanciado na frustração de geração de energia dentro do MRE, acarreta naturalmente o aumento do GSF. Após a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (Brasil, 2015), a Aneel autorizou a sua repactuação mediante contrapartida pelos agentes no ambiente regulado.

A vigente Resolução Normativa Aneel nº 1.009, de 22 de março de 2022 (ANEEL, 2022), em seu art. 199, § 1º, prevê essa repactuação com a transferência do risco ao consumidor, podendo o gerador optar por dois produtos para compensar a insuficiência de geração. No produto classe P, o agente permanece com a propriedade da energia securitária, ao passo que no produto classe SP a energia securitária é transferida para o consumidor.

Com o aumento do corte de geração das hidrelétricas, há, por conseguinte, o aumento da frustração de energia do MRE, em especial se a EVT tiver origem em usinas a fio d'água, isto é, sem capacidade de armazenamento para posterior geração. Com isso, há uma maior exposição ao risco hidrológico, o que acaba repercutindo também nos próprios consumidores, tendo em vista o que expõe a Resolução Normativa Aneel acima citada (PSR; REG, 2022, p. 43).

Simulações até 2028 indicam que no cenário posto pela Aneel podem resultar em um aumento de 5,1% no GSF, conforme gráfico produzido pelas consultorias (PSR; REG, 2022, p. 44):

Figura 18 – Impacto no GSF dentro dos critérios de geração



Fonte: PSR; REG (2022).

Nessa linha, o estudo da Abrage rememorou que essa hipótese traz uma maior exposição ao MCP, cujo impacto seria da ordem de R\$ 516 milhões, repassáveis aos consumidores do ambiente regulado de contratação.

A segunda abordagem indicada pelas consultorias como não prevista foram os efeitos nos contratos de cotas de garantia física (PSR; REG, 2022, p. 44). Nessa linha, o trabalho rememorou que a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que deu origem à Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (Brasil, 2013), autorizou a prorrogação de diversos contrato de concessão, desde que precedida de venda de energia ao mercado cativo, sob o regime de cotas de garantia física alocadas às distribuidoras.

Nesse desenho, quando há um impacto de redução de geração a uma hidrelétrica que faz parte desse regime contratual, deixando-a abaixo de sua garantia física, automaticamente existe a necessidade da compra de energia no MCP, valorada ao PLD (PSR; REG, 2022, p. 44).

Como forma de minimizar esse efeito, o Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 (Brasil, 2012), em seu art. 8º, previu a liquidação no MCP apenas em casos em que em que o lastro de cobertura não chegue a 90% (noventa por cento) das cotas de garantia física.

Por fim, no que tange à CFURH, o estudo apenas destaca que com a redução da geração de energia hidráulica tem-se automaticamente arrecadação a menor dessa contribuição, que é destinada aos municípios e estados impactados, bem como a União, podendo chegar a um impacto de R\$ 155 milhões por ano até 2028 (PSR; REG, 2022, p. 47).

Quanto à terceira medida conjuntura, as consultorias contratadas pela Abrage citam que aquelas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água podem produzir efeitos econômico sobre o valor da água e, por conseguinte, da própria energia. Ao acumular em momentos de preços altos, o valor pode aumentar, ao passo que se optarem por gerar em momentos de baixo preço, ele pode afundar mais (PSR; REG, 2022, p. 48).

De outra monta, elas discordam da utilização do método de rateio com base na garantia física, uma vez que o corte de geração apenas afeta aquelas usinas que estão participando ativamente do que se denominou de excesso de geração. As hidrelétricas não

despachadas já ficam “penalizadas” ao não serem acionadas e recebem uma espécie de “dupla sanção” ao terem que participar do rateio além do corte de geração (PSR; REG, 2022, p. 49).

Assim, as consultorias propõem que seja observada a geração instantânea de cada empreendimento, naquilo que se denominou como geração de referência.

No que tange ao rateio por submercado, houve uma crítica ao fato de que não haveria motivo para não considerar o SIN como um todo, haja vista que o problema principal é o excesso de geração e não a restrição de transmissão – que existe, mas é de impacto reduzido. Deveria prevalecer a mesma máxima: se não há restrição para o intercâmbio de energia, não deveria existir para o compartilhamento dos efeitos de corte (PSR; REG, 2022, p. 50).

Por fim, o estudo da Abrage propõe que deveria ser avaliada a inclusão da MMGD. Adianta-se que esse tema é altamente sensível e já foi objeto de críticas de diretores da própria Aneel¹.

As consultorias rememoram (PSR; REG, 2022, p. 51) que a MMGD foi elevada ao *status* legal pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022 (Brasil, 2022). Aqui, os próprios consumidores ligados à rede de distribuição produzem, ao menos, parte de sua energia e acumulam créditos daquilo que não for consumido. As distribuidoras ou mesmo o próprio ONS não têm o controle dessa geração.

Além disso, ressaltou-se que o objetivo do consumidor não é injetar na rede a energia gerada, mas sim suprir o seu consumo próprio. Logo, a MMGD poderia fazer parte dos rateios dos efeitos comerciais, limitando-se, todavia, apenas à parcela de energia injetada na rede nos momentos em que o ONS identificou a necessidade de reduzir a geração de outras fontes (PSR; REG, 2022, p. 53).

Feitas essas considerações, a Abrage apresentou elementos a respeito do ordenamento de rateio apresentado na terceira fase (PSR; REG, 2022, p. 54).

Relembrando, houve uma alteração na proposta do Bloco 2, no que se refere às usinas eólicas, solares e hidrelétricas com vertimento turbinável, a fim de que a divisão entre elas seja realizada dentro de dois

¹ Nesse sentido: <https://agenciainfra.com/blog/cortes-de-geracao-nao-devem-atingir-mmgd-solar-diz-sandoval-feitosa/> acesso em 06.10.2025.

grandes blocos – a saber: regiões Norte/Nordeste e regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste –, aplicando a garantia física como paradigma de rateio. Antes, a proposta era a realização de rodízio entre as fontes, sem limitação por Submercado.

Como já registrado acima, a Diretoria da Aneel apoiou tal racional e ainda considerou prudente agrupar os autosdespachos das termelétricas, em especial quando o volume declarado de autodespacho superar o montante de inflexibilidade retratado no CCAR, juntamente às usinas eólicas e solares e as hidrelétricas com vertimento turbinável.

Ademais, ressaltou que as hidrelétricas com reservatório poderiam passar a integrar o Bloco 3, último a sofrer com redução ou limitação de geração, ao argumento que produzem menor potencial de produção de custos ao consumidor.

Para a Abrage, a melhor terminologia, no caso das hidrelétricas, seria considerá-las com ou sem EVT, em vez de classificar apenas aquelas com reservatório e com vertimento. Feito isso, a associação propõe inserir usinas sem vertimento no Bloco 3 e deixar as demais no Bloco 2, em cenário de rateio com eólicas e solares (PSR; REG, 2022, p. 56).

4.2 SIMULAÇÕES APRESENTADAS PELA ABRAGE NA CONSULTA PÚBLICA Nº 45, DE 2019

Para sustentar as suas conclusões, juntamente com as considerações acima resumidas, a Abrage apresentou cenários simulados. Em suma, foram realizadas duas análises, uma “retrospectiva” e outra “prospectiva”.

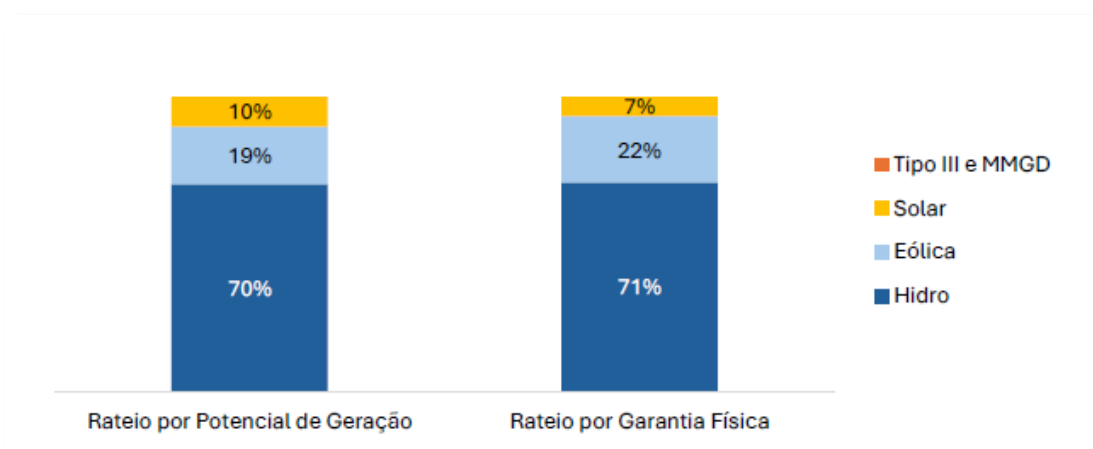
A retrospectiva avaliou como teria sido os cortes de geração caso fosse aplicada, em 2024, a forma de rateio apresentada pela Aneel na Consulta Pública nº 45, de 2019 com os ajustes indicados no tópico acima, ao passo que a prospectiva fez um exercício futuro até 2028.

As simulações da análise retrospectiva foram divididas nos cenários de rateio por garantia física *versus* rateio por geração; de rateio no SIN *versus* rateio por submercado; de inclusão de usinas Tipo III, isto é, não despacháveis pelo ONS, e de inclusão da MMGD.

O rateio por garantia física utiliza, como o próprio nome sugere, a garantia física como parâmetro para determinar a redução, de modo que quanto maior for a garantia física, maior será o corte de geração. Já o rateio por geração leva em consideração a geração horária no momento do corte.

Na comparação entre esses dois cenários há pouco impacto entre as hidrelétricas, ficando a cargo das eólicas e solares a maior variação de percentual de corte, conforme gráfico abaixo (PSR; REG, 2022, p. 63):

Figura 19 – Participação por fonte – rateios pela garantia física e pela geração de referência



Fonte: PSR; REG (2022).

Como as hidrelétricas, em geral, geram mais energia no começo do ano, os seus cortes sobre tendem a ser superiores nesse período. O mesmo não ocorre no segundo semestre, quando há um período de redução de vazões e o critério de rateio pela garantia física se destaca (PSR; REG, 2022, p. 62).

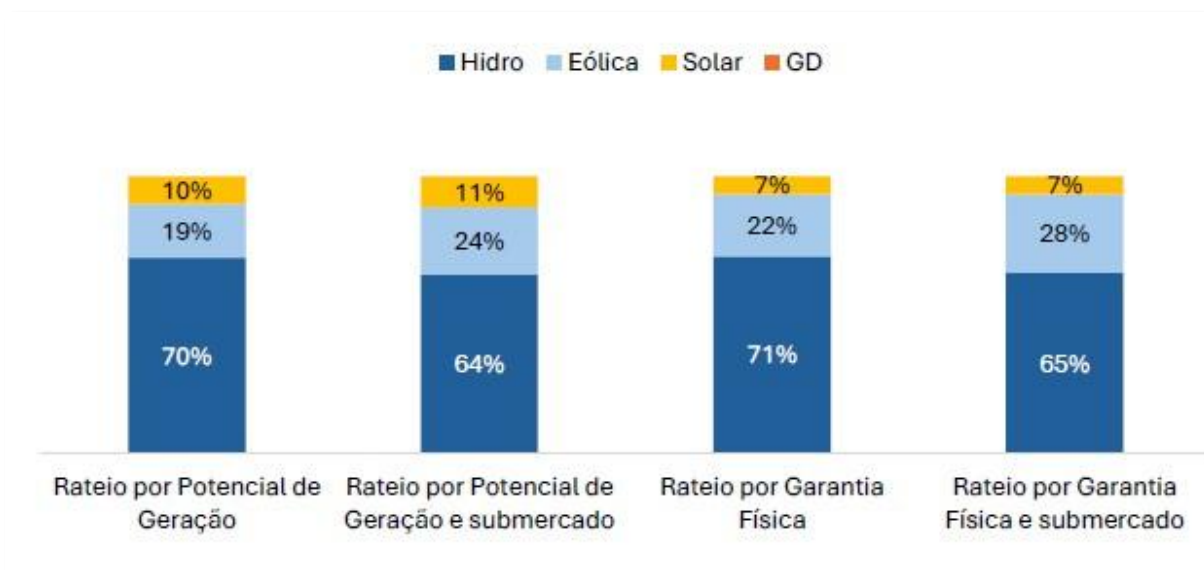
Interessante ressaltar, contudo, que as consultorias destacaram que ambos os critérios em comento gerariam um corte maior de energia ao que foi de fato praticado no ano de 2024. O vertimento realizado foi de 8.415 GWh, enquanto os cenários de rateio por potencial e por garantia física, respectivamente, seriam de 8.611 GWh e 8.678 GWh (PSR; REG, 2022, p. 63).

Na comparação entre o corte dentro de todo o SIN e o rateio considerando apenas os submercados, utilizou-se tanto o rateio por garantia física como o por geração.

De início, registrou-se que, atualmente, entre os submercados do Norte e do Nordeste são os mais impactados majoritariamente em função da grande participação de eólicas e solares, ao passo que os menos afetados são os do Sudeste e Sul, onde há maior participação hidráulica e térmica (PSR; REG, 2022, p. 65).

Por essa razão, os cortes de hidrelétricas são maiores nos submercados Sul/Sudeste, ao passo que das fontes eólica e solar se concentram no Norte/Nordeste. Todavia, ao considerar que as hidrelétricas pertencem ao MRE, isto é, em que há uma distribuição dos efeitos dos cortes de geração a todos os agentes, as consultorias consideraram todas as formas de rateio e a segregação por submercado, o que evidenciou que os cortes distribuídos em todo o SIN são maiores em comparação aos cortes por submercado. Veja-se (PSR; REG, 2022, p. 65):

Figura 20 – Comparação de cenários por critérios de rateio e por submercado versus SIN



Fonte: PSR; REG (2022).

De todos os cenários expostos, as consultorias indicam que, do ponto de vista estritamente das hidrelétricas, o melhor cenário de rateio deve considerar os cortes por geração, em detrimento da garantia física, bem como considerar a divisão entre os submercados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste (PSR; REG, 2022, p. 65).

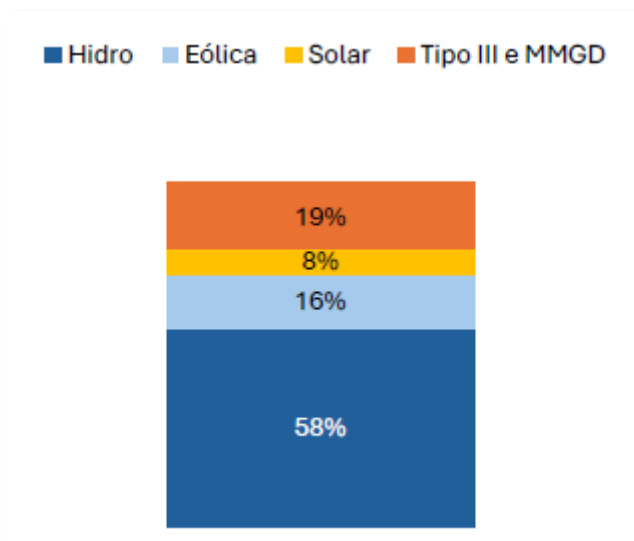
Dito de outra forma, há uma convergência com a Aneel quanto ao cenário de considerar a segregação entre os submercados e uma

divergência no critério de rateio, em que o órgão regulador considera a garantia física como métrica mais adequada.

Por fim, criou-se uma simulação não aventada na Consulta Pública nº 45, de 2019, que é a inclusão das usinas Tipo III e a MMGD nos cortes de geração.

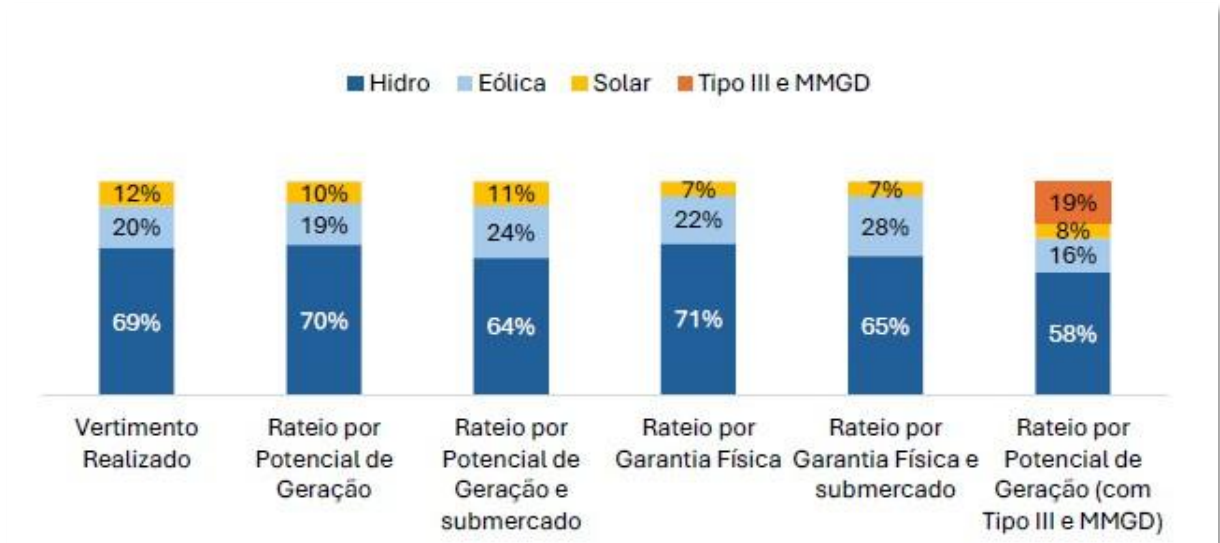
Nesse cenário, utilizou-se apenas o critério de rateio por geração, haja vista a inexistência de garantia física na MMGD, de modo que o corte seria em torno de 19%. Veja-se (PSR; REG, 2022, p. 67):

Figura 21 – Cenário de corte de geração considerando a inclusão da MMGD



Fonte: PSR; REG (2022).

Ao final, as comparações foram as seguintes (PSR; REG, 2022, p. 68):

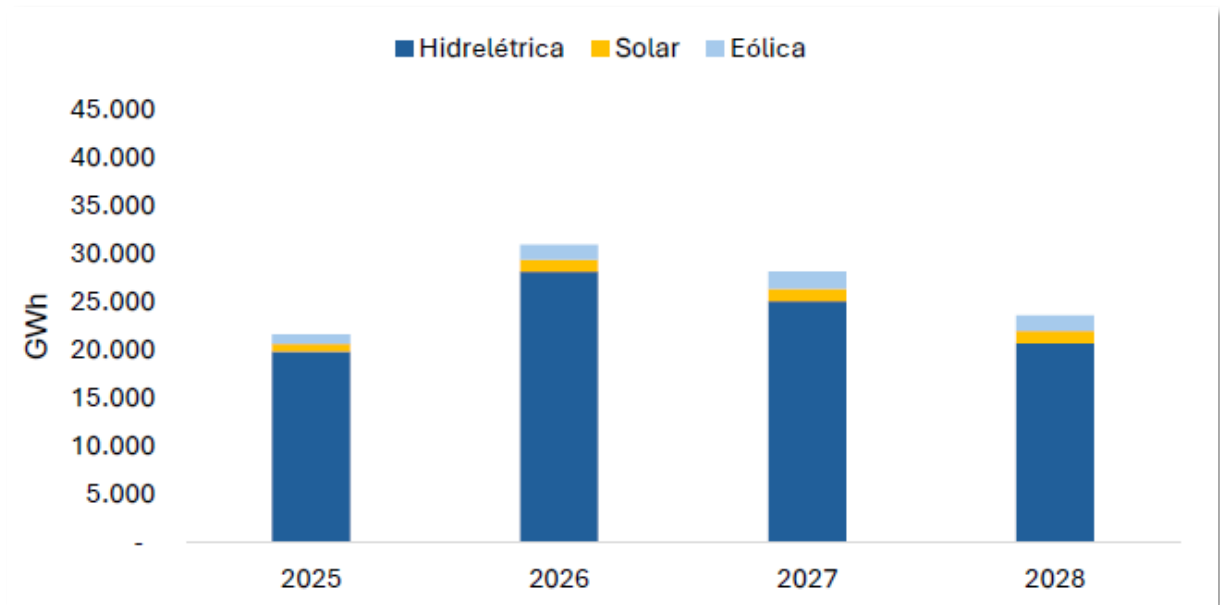
Figura 22 – Comparação entre todas as alternativas

Fonte: PSR; REG (2022)

Já no tocante a análise prospectiva, em que foi realizado um exercício futuro até 2028, foram consideradas três abordagens distintas. A primeira corresponde à praticada atualmente pelo ONS, ou *Business as Usual* – BaU; a segunda, a considerada pela Aneel na terceira fase da Consulta Pública nº 45, de 2019; e a terceira, cenário que a Abrage pondera ser o mais adequado dentro da ordem de corte entre os três Blocos discutidos pela Aneel (PSR; REG, 2022, p. 69).

No cenário BaU, verifica-se a manutenção da EVT, bem como os cortes de geração das eólicas e solares, ainda que em menor número, pois são as últimas a sofrerem redução de geração. O gráfico abaixo ilustra o afirmado (PSR; REG, 2022, p. 72):

Figura 23 – Vertimento anual em GWh de hidrelétricas e das fontes eólicas e solares para o caso BaU



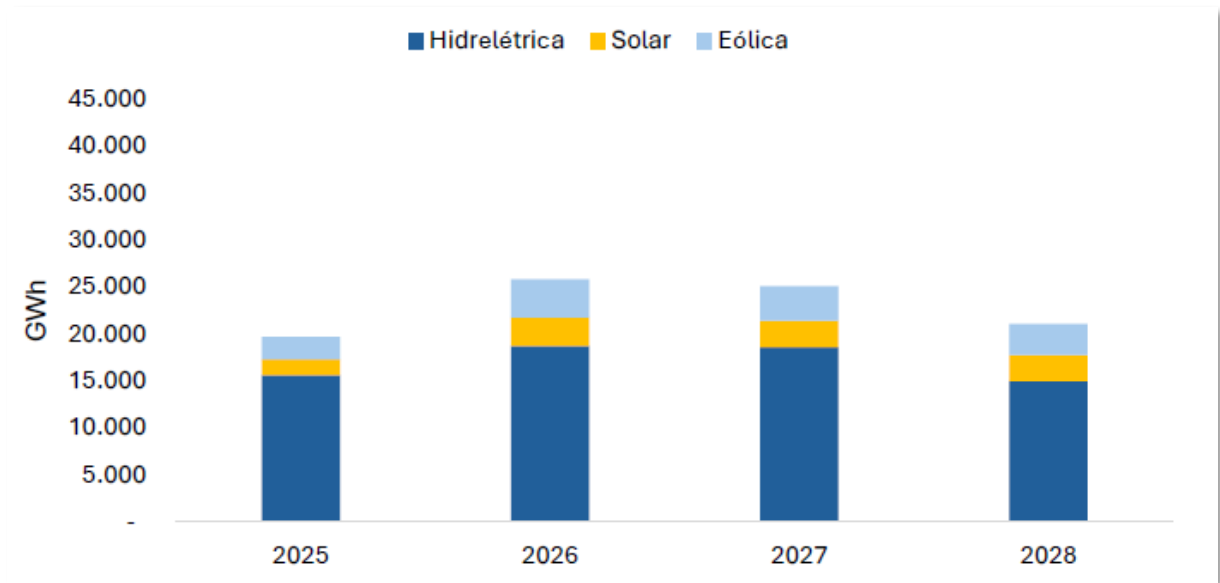
Fonte: PSR; REG (2022).

No exercício considerando o cenário o estágio consolidado da terceira fase da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, foi, inicialmente, identificado crescimento da geração hidráulica dentro da matriz energética brasileira, haja vista que uma tendência de diminuição de corte de geração das hidrelétricas (PSR; REG, 2022, p. 73).

Ainda que possa parecer pequeno, houve aumento de 0,3% comparando a matriz energética prevista no cenário BaU, cuja participação das hidrelétricas é estimada em 54% para o horizonte de 2025 a 2028. Com a proposta da terceira fase da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, esse percentual passa para 54,3% (PSR; REG, 2022, p. 73).

Embora haja crescimento dos cortes de geração das demais fontes, estima-se uma redução dos cortes de geração total, conforme gráfico abaixo (PSR; REG, 2022, p. 75):

Figura 24 – Vertimento anual em GWh das hidrelétricas e das fontes eólicas e solares para a proposta da Aneel



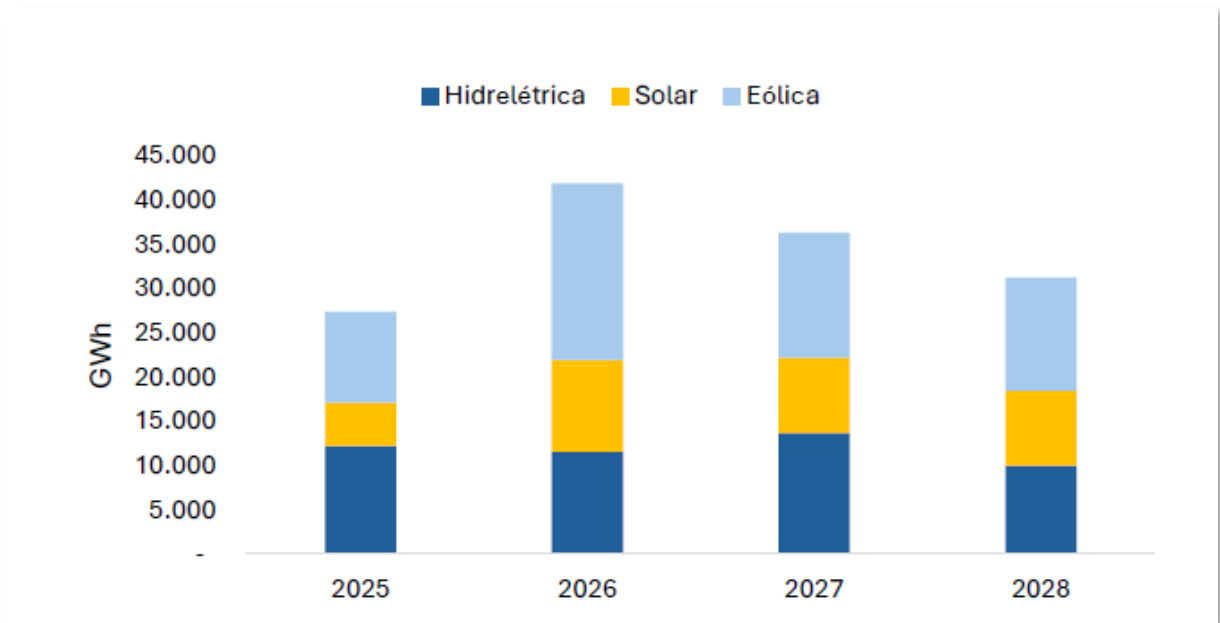
Fonte: PSR; REG (2022)

No cenário BaU, os cortes de geração somados se aproximam de 35.000 GWh (trinta e cinco mil gigawatt hora), ao passo que no segundo cenário ele chega ao pico de 30.000 GWh (trinta mil gigawatt hora), com diminuição da EVT, mas com o crescimento proporcional dos cortes de geração das usinas eólicas e solares.

Ao avaliar as simulações com os ajustes propostos pela Abrage, tem-se novo aumento da participação das hidrelétricas na matriz energética brasileira para 2025 a 2028, saltando dos 54% e 54,3%, respectivamente, dos cenários Bau e da terceira fase da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, para 56,2% indicados pelas consultorias (PSR; REG, 2022, p. 76).

Os cortes de geração, por sua vez, aumentam. Somados, podem chegar a aproximadamente 45.000 GWh (quarenta e cinco mil gigawatt hora), com menor EVT, mas com aumento principalmente de corte das usinas eólicas, conforme segue (PSR; REG, 2022, p. 78):

Figura 25 – Vertimento total em GWh das hidrelétricas e das fontes eólicas e solares para o caso Abrage

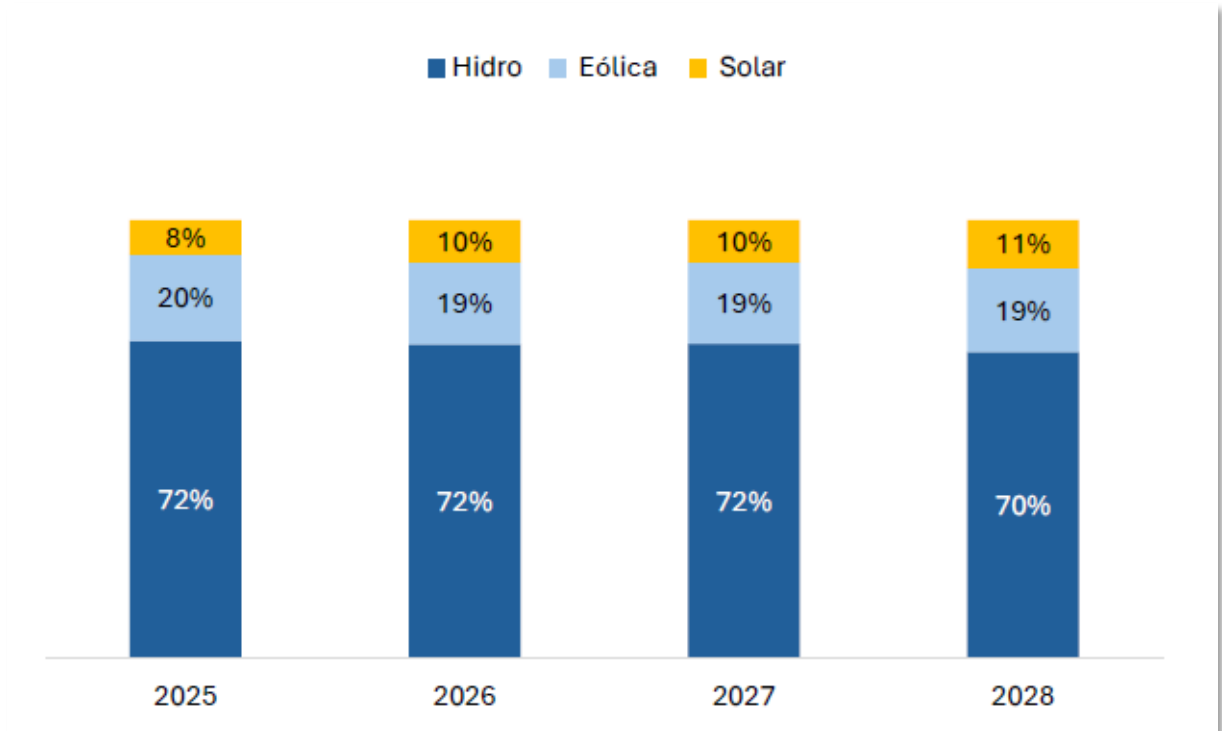


Fonte: PSR; REG (2022)

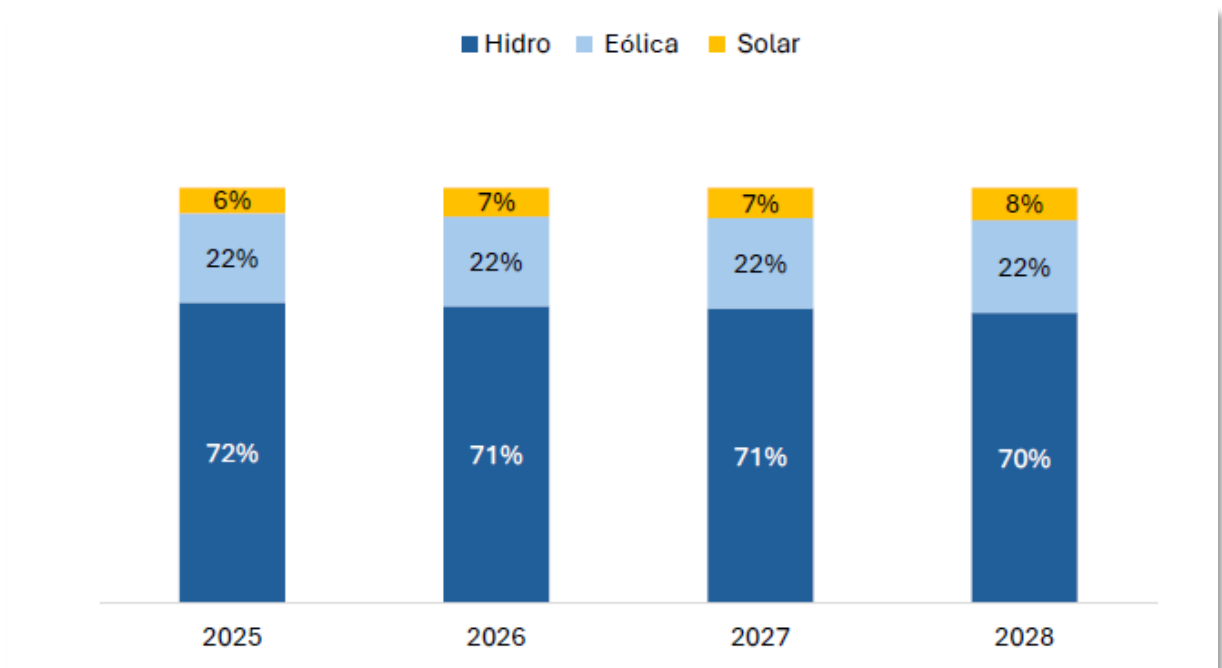
Nesse cenário, em que pese existir aumento dos cortes das fontes renováveis não despacháveis, há uma otimização dos reservatórios das hidrelétricas, com vertimentos turbinável e não turbinável mínimo, sem comprometer a segurança energética (PSR; REG, 2022, p. 75).

O estudo elaborado pela Abrage também fez simulações na análise prospectiva para os casos de rateio de cortes, considerando os critérios de rateio por garantia física *versus* rateio por geração; rateio no SIN *versus* rateio por submercado; inclusão de usinas Tipo III, isto é, não despacháveis pelo ONS, e a MMGD.

No que tange ao rateio por garantia física *versus* rateio por geração, o impacto simulado para 2025 a 2028 entre as fontes, assim como na análise retrospectiva, é pequeno, conforme gráficos abaixo. O primeiro simula o rateio por geração, ao passo que o segundo considera a garantia física. Veja-se (PSR; REG, 2022, p. 83):

Figura 26 – Rateio por geração

Fonte: PSR; REG (2022).

Figura 27 – Rateio por garantia física

Fonte: PSR; REG (2022).

Em que pese a pequena diferença, diferentemente do que ocorreu na análise retrospectiva, nesse o rateio por garantia física se mostrou mais vantajoso às hidrelétricas do que naquele. Em ambas as

análises, contudo, a variação percentual é pequena. Rememorando o exposto em linhas passadas, na análise retrospectiva o rateio por geração indicou um percentual de 70%, ao passo que o por garantia física ficou em 71%.

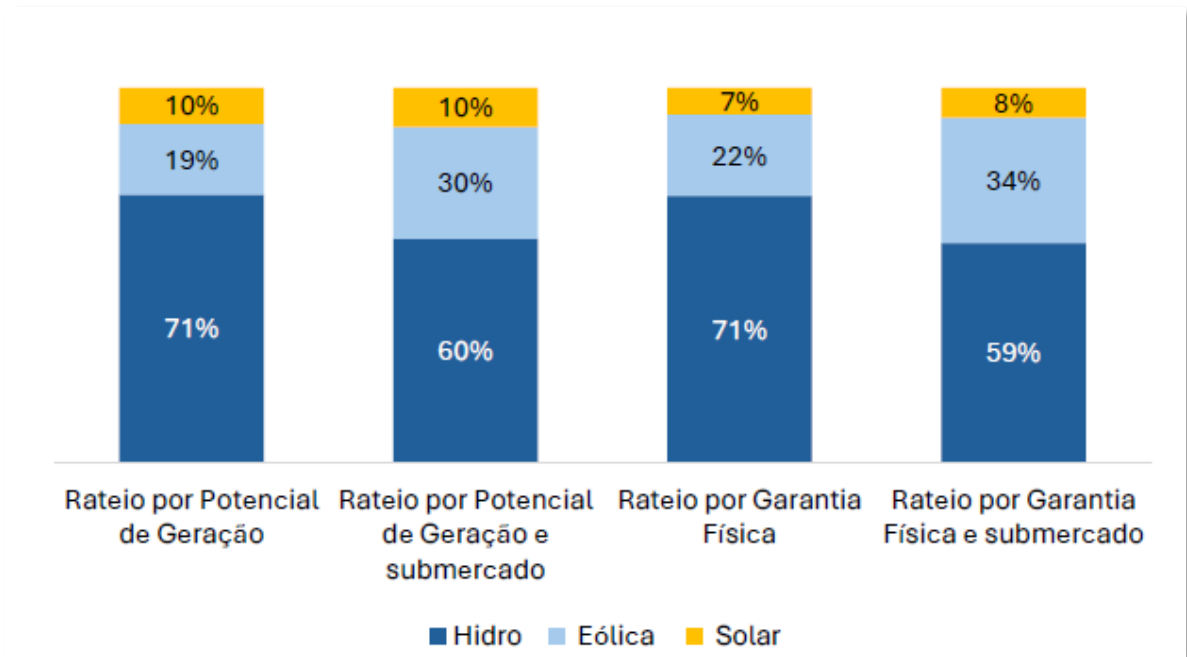
Já na métrica de rateio no SIN *versus* rateio por submercado, assim como feito na análise retrospectiva, o estudo utilizou os critérios de rateio por garantia física como o por geração.

Os submercados o do Norte e do Nordeste seguem sendo os mais impactados com os cortes de geração, haja vista a já mencionada grande participação de eólicas e solares, ao passo que os menos afetados seguem sendo os do Sudeste e Sul, onde há maior participação hidráulica.

Por essa razão, inclusive, os cortes de eólica e solar são maiores nos submercados Norte/Nordeste, ao passo que no Sul/Sudeste a fonte hidráulica é responsável por quase a totalidade dos cortes de geração. O cenário para 2025 a 2028 mantém essa tendência, com alguma variação a depender do critério do rateio em comento.

Assim como na análise retrospectiva, a menor participação dos cortes das hidrelétricas nos cortes de geração nos submercados Norte/Nordeste tornam mais atrativa a segregação dos cortes por submercado, com leves variações com se combina o rateio por geração ou por garantia física. Veja-se (PSR; REG, 2022, p. 85):

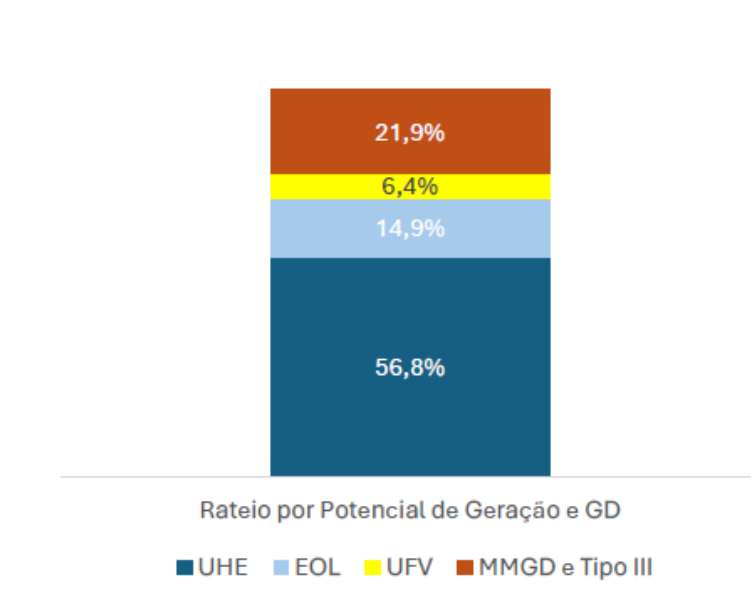
Figura 28 – Comparação de cenários por critérios de rateio e por submercado versus SIN



Fonte: PSR; REG (2022)

Por fim, ao incluir as usinas Tipo III e a MMGD nos cortes de geração, cenário esse – reforça-se – não considerado pela Aneel na Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, utilizou-se apenas o rateio por geração, uma vez que não há garantia física a esse tipo de segmento. Para 2025 a 2028, as usinas Tipo III e a MMGD sofreriam cortes da ordem de 21%, conforme exposto abaixo (PSR; REG, 2022, p. 87):

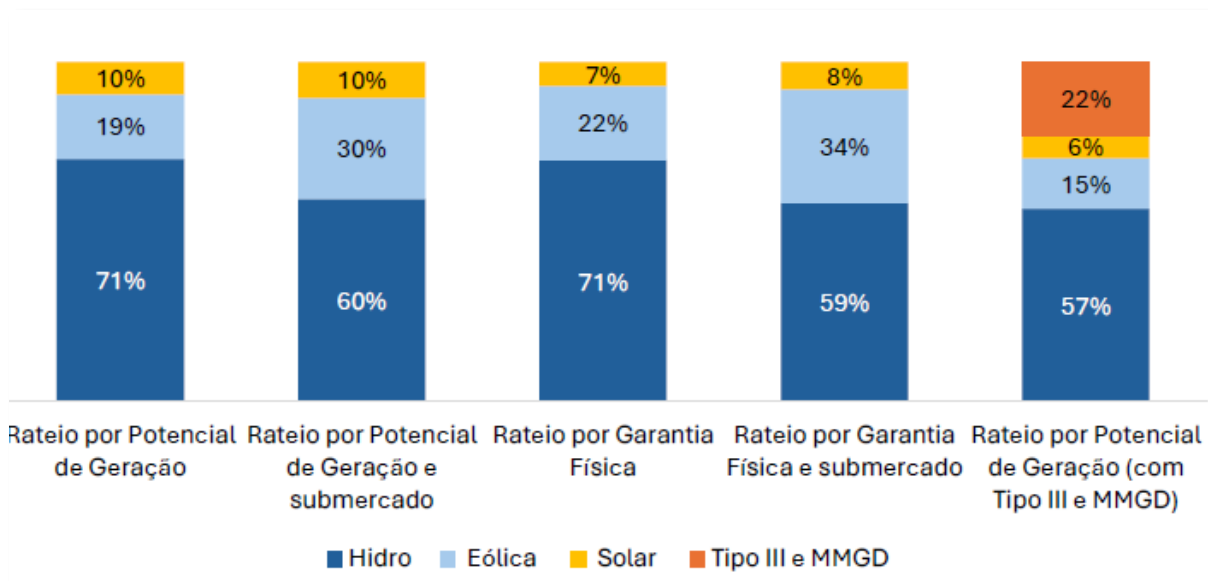
Figura 29 – Cenário de corte de geração considerando a inclusão da MMGD



Fonte: PSR; REG (2022).

Considerando todos os cenários, a análise prospectiva teve os seguintes resultados (PSR; REG, 2022, p. 87):

Figura 30 – Comparação entre todas as alternativas



Fonte: PSR; REG (2022).

4.3 ANÁLISE DA ÁREA TÉCNICA DA ANEEL QUANTO ÀS CONTRIBUIÇÕES À TERCEIRA FASE DA CONSULTA PÚBLICA Nº 45, DE 2019

Em 10 de outubro de 2025, a área técnica da Aneel emitiu a Nota Técnica nº 155/2025-SGM/ANEEL, que teve por objetivo analisar as contribuições feitas durante a terceira fase da Consulta Pública nº 45, de 2019 (ANEEL, 2025).

De todas as contribuições apresentadas, foram aceitas integralmente 37 e parcialmente 64, ao passo que 114 foram rejeitadas e 86 consideradas fora do escopo. O principal ponto foi a redução ou limitação por motivos energéticos, isto é, quando a carga disponível é superior à demanda, o que enseja os cortes de geração (ANEEL, 2025).

Rememorando, as consultorias contratadas pela Abrage apresentaram o que se denominou como “medidas estruturais” e “medidas conjunturais”. O primeiro grupo seriam a exportação de energia, a redução da inflexibilidade térmica, novas tecnologias de armazenamento e investimento em transmissão. Já o segundo seriam temas vinculados aos atributos das usinas hidrelétricas, o despacho

centralizado e o custo d'água, o rateio com base na garantia física, o rateio por submercado e a inclusão da MMGD.

No tocante à exportação de energia e às novas tecnologias de armazenamento, a área técnica concordou que tais ações buscam minimizar os cortes de geração, mas ressaltou que essas contribuições não fariam parte do escopo da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, de modo que não houve uma análise aprofundada (ANEEL, 2025).

No tocante à redução de inflexibilidade térmica, destacou-se que houve um encaminhamento recente com a Portaria MME nº 158, de 23 de julho de 2025, a qual estabelece diretrizes para otimizar o uso de geração de energia elétrica proveniente de usinas térmicas no SIN, em cenário de excedentes energéticos (ANEEL, 2025).

Quanto aos investimentos em transmissão, a área técnica frisou que é um assunto importante, mas não robusto o suficiente para mitigar o problema. Como exposto, ainda haverá cortes de geração mesmo superando os gargalos decorrentes do sistema de transmissão, uma vez que o principal fator é o descompasso entre a necessidade de carga do SIN e a geração de energia disponível em determinados momentos do dia (ANEEL, 2025).

No tocante às "medidas conjunturais" – subdivididas nos seguintes temas: atributos das usinas hidrelétricas, o despacho centralizado e o custo d'água, o rateio com base na garantia física, o rateio por submercado e a inclusão da MMGD –, houve uma maior reflexão.

Como visto, os atributos das usinas hidrelétricas, o despacho centralizado e o custo d'água expuseram uma série de reflexões sobre se a utilização do ESS como referencial principal de ordenamento de redução de geração seria a melhor métrica (ANEEL, 2025).

Ao abordar esses temas dentro do item "racional econômico", a área técnica da Aneel reconhece que existem outros fatores além do ESS que podem influenciar no preço final do consumidor, mas entendeu que a proposta inicial deve ser mantida, sem mais explicações (ANEEL, 2025).

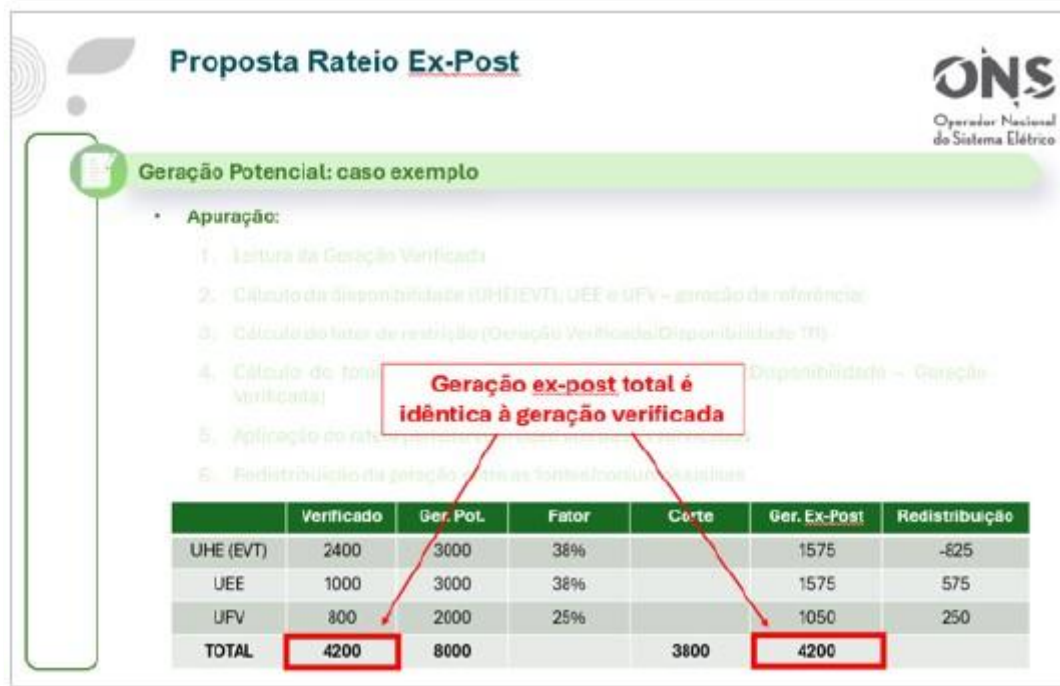
Nessa linha, expos que a operação planejada e a programada pelo ONS traduzem o ponto ótimo econômico dos recursos disponíveis, no que se refere aos geradores, de modo que todos os agentes serão

acionados dentro de um parâmetro conhecido pelo Operador, servindo assim como diretriz para o processo de programação e a operação em tempo real (ANEEL, 2025).

Outros impactos aos consumidores – como exposições contratuais, risco hidrológico, GSF, CFURH, etc. – acarretariam uma maior complexidade para a definição do ponto ótimo, de forma que a metodologia proposta não considera todos os eventuais efeitos decorrentes de arranjos de comercialização (ANEEL, 2025).

No que tange a forma de rateio, a área técnica abandonou o rateio por garantia física, mas também não adotou o rateio por geração instantânea, sugerido pela Abrage. O critério adotado foi o proposto pelo ONS, denominado “geração potencial”. Aqui, em resumo, identifica-se o corte de geração ao subtrair da “geração programada” o que foi de fato verificado, conhecido também “geração *ex-post*”. Abaixo, segue uma ilustração de autoria do próprio Operador e reproduzido pela área técnica da Aneel (ANEEL, 2025):

Figura 31 – Proposta de rateio *ex-post* feita pelo ONS



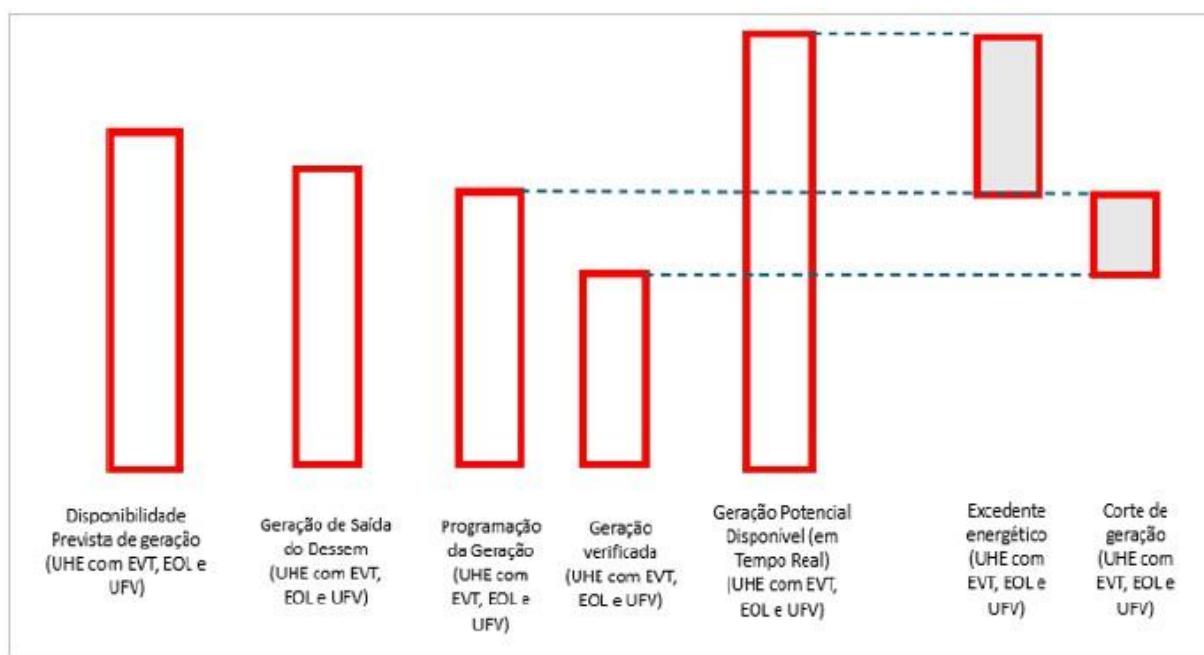
Fonte: ANEEL (2025).

A área técnica da Aneel trouxe um ponto adicional, lembrando que nem todo o “corte” decorre de excedente energético. Dito de outra forma, há situações em que os excedentes energéticos não seriam previstos na geração programada, de modo que não podem ser

tratados da mesma maneira que as reduções de geração por parte do ONS, hipótese esta sim de corte efetivo de geração (ANEEL, 2025).

Logo, sem um ajuste nessa proposta, poder-se-ia, no limite, calcular o corte de geração levando em consideração uma parcela que já não poderia ser acionada. O exemplo abaixo, elaborado pela área técnica da Aneel, expõe bem esse ponto, demonstrando que o corte de geração não coincide com o excedente energético (ANEEL, 2025):

Figura 32 – Simulação do corte de geração no rateio ex-post



Fonte: ANEEL (2025).

Nota-se que o corte de geração é auferido entre a geração programada e a geração *ex-post*, ou geração verificada, em que pese existir um excedente energético decorrente da geração potencial existente, mas que já não seria acionado. Por isso, a agência reguladora concluiu que a melhor proposta de rateio deve seguir os dados da “geração *ex-post*”, em que o ONS deverá apurar a limitação de geração de forma proporcional a cada geração potencial (ANEEL, 2025).

Quanto ao rateio por submercado, a área técnica da Aneel recuou de sua posição e retomou a consideração de todo o SIN na proposta de rateio, sem que isso, contudo, seja mandatório, pois podem existir cortes energéticos por questões elétricas, como, por exemplo, o esgotamento do sistema de transmissão em determinados submercados (ANEEL, 2025).

Por fim, no que tange à inclusão da MMGD, registrou-se a posição do ONS sobre o tema, em especial o documento elaborado pelo Operador e enviado ao MME, recomendando a inclusão não só desse segmento nos cortes de geração, mas também a adoção de outras medidas, como revisão de subsídios, tema este controverso entre os agentes envolvidos (ANEEL, 2025).

Por outro lado, aqueles que defendem que a MMGD não deve fazer parte da redução e dos cortes de geração argumentam que esse segmento é previsto em lei, inclusive com seus efeitos tarifários mapeados, não sendo possível a sua alteração pela via regulatória (ANEEL, 2025).

A área técnica da Aneel reconhece a polêmica em torno do assunto, bem como entende que o melhor é que essa abordagem seja trazida em uma instrução específica, com eventual posterior alteração normativa que se mostre necessária (ANEEL, 2025).

4.4 PROPOSTA FINAL DE TRATAMENTO REGULATÓRIO ÀS USINAS HIDRELÉTRICAS COM EVT

Ao final das análises promovidas na terceira fase da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, a área técnica do órgão regulador propôs uma nova minuta de ato normativo (ANEEL, 2025).

Em resumo, reconheceu-se três possibilidades de eventos de redução ou limitação de geração, sendo um deles o por “razão energética”, conceituado como “motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga”, principal fato que dá origem a EVT suportadas pelas usinas hidrelétricas (ANEEL, 2025).

Para essa hipótese, propôs determinar que o ONS faça os cortes de geração respeitando os critérios de blocos, como já exposto, em que as primeiras a serem cortadas são aquelas do Bloco 1 até a última do Bloco 3. As usinas hidrelétricas ficaram alocadas no Bloco 2, sendo as com capacidade de armazenamento de água na alínea “a”, ao passo que as com “sem capacidade de armazenamento e com vertimento turbinável” ficaram na alínea “d”, juntamente com as usinas eólicas e fotovoltaicas (ANEEL, 2025).

Especificamente na hipótese dos empreendimentos dessa última hipótese, caberá ao ONS verificar na etapa de “geração *ex-post*”

os momentos em que houve as reduções e limitações de geração, bem como deve levar em consideração, geralmente, todo o SIN para o rateio dos montantes de energia que foram objeto de corte (ANEEL, 2025).

Até a conclusão desse trabalho, a proposta de resolução não foi submetida à deliberação da Diretoria da Aneel.



5

5

CONCLUSÃO

O presente trabalho teve por objetivo responder se o tratamento regulatório atribuído às usinas hidrelétricas, principalmente as fio d'água, está adequado frente no contexto de cortes de geração que acarretam o vertimento de água que poderia ser destinada à produção de energia elétrica.

Para chegar a uma resposta madura sobre o tema, foi realizado o levantamento histórico das principais normas até marco regulatório atual, demonstrando que há uma constante evolução da legislação do setor elétrico, com criação de órgãos e entidades responsáveis por fortalecer a execução de políticas públicas com fulcro em decisões técnicas.

A desestatização de parte do setor possibilitou a criação da Aneel, do ONS, da CCEE e fomentou a participação dos agentes setoriais, principalmente os privados, em temas regulatórios, reforçando o entendimento que o Brasil é referência no desenho de seu Sistema Elétrico, hoje praticamente todo interligado, o que permite a distribuição do aproveitamento energético por todo o país, por meio de fontes renováveis em sua ampla maioria.

Não obstante, verificou-se que há um vácuo regulatório no que se refere aos critérios de limitação e redução de geração de energia, o que, no segmento hidrelétrico, resulta no desperdício de uma energia que poderia ser turbinada, o que é conhecido no jargão setorial como EVT.

Hoje, não há uma metodologia formalmente definida que ampare o ONS a proceder os cortes de geração, principalmente quando essa medida vem de excesso de disponibilidade de carga em momentos de baixa demanda, hipótese esta que apresenta o maior percentual de representatividade de EVT.

Demonstrou-se que o quadro atual já é objeto de questionamento de agentes hidrelétricos, que apresentam perdas milionárias, tal como exposto pelas usinas de Jirau e Santo Antônio.

Frente a esse quadro, verificou-se que desde 2019 a Aneel vem promovendo iniciativas para entender melhor a dimensão e os efeitos do problema regulatório identificado. De lá para cá, o órgão regulador realizou a AIR nº 025/2019-SGR/Aneel, que deu início à Consulta Pública nº 45, de 2019, cuja ideia central é estabelecer critérios operativos para redução ou limitação de geração.

No bojo dessa iniciativa, constatou-se que de fato as usinas eólicas e solares possuem prioridade de despacho pelo ONS – são as últimas a serem cortadas, haja vista as respectivas intermitências de geração –, ao passo que não há um tratamento regulatório específico às usinas hidrelétricas a fio d'água, que se mostraram ser mais afetadas pelo vertimento turbinável, quando comparadas aos empreendimentos do mesmo segmento que possuem reservatório de armazenamento.

A título de exemplo, apenas em 2023 foram 5.808 MWmed (cinco mil, oitocentos e oito megawatts médios) de EVT, o que supera a garantia física da UHE Belo Monte – maior usina 100% brasileira –, a qual é de 4.571 MWmed (quatro mil, quinhentos e setenta e um megawatts médios), capaz de atender aproximadamente 10% da demanda nacional.

No que tange ao momento de corte, foi possível verificar que existem dois instantes distintos. Se for levando em consideração o período de um ano, tem-se que a ocorrência de EVT fica mais concentrada entre os meses março a maio, ao passo que a redução de geração em usinas eólicas e solares são mais intensos no segundo semestre, com pico em agosto e setembro.

Quando se faz uma análise dentro do mesmo dia, verificou-se que as limitações de geração ocorrem com mais frequência nos finais de semana e no período da tarde, principalmente pelo crescimento da MMD, ponto este que atinge a todos os segmentos de geração.

Como forma de mitigar os efeitos decorrentes desse quadro regulatório, especialmente no que toca aos cortes de geração por baixa demanda em momentos de alto volume de carga, a Aneel propôs, no curso da Consulta Pública nº 45, de 2019, a criação e ordenamento de três blocos envolvendo todos os tipos de empreendimentos, de modo a organizar e dar publicidade aos cortes de geração.

As hidrelétricas ficaram no bloco 2. Após as últimas contribuições, a área técnica do órgão regulador fechou posição no sentido de manter as usinas hidrelétricas com reservatório como primeira a sofrer limitação de geração, ao passo que as usinas com EVT, segmento que se inclui a maioria das fio d'água, na última posição, juntamente com eólicas e solares.

Em que pese o fechamento da terceira fase da Consulta Pública nº 45, de 2019, em 10 de outubro de 2025, acredita-se que o tema ainda poderá ser objeto de novos debates, muito em função de que algumas das contribuições que foram levadas por agentes do setor não foram aprofundadas pelo órgão regulador, ao argumento que fugia ao escopo do trabalho, mesmo existindo potencial para interferir nos critérios de corte.

A inclusão ou não da MMGD nas reduções ou limitações de geração de energia, por exemplo, tem sido motivo de embate na arena política. O principal argumento é que esse segmento, cujo crescimento é exponencial até 2028 – com tendência de se tornar a segunda maior fonte de energia –, seria um dos principais responsáveis pelo aumento dos cortes de geração ao longo do dia, momento este que também há abundância de outras fontes, principalmente das usinas fotovoltaicas.

Estudo elaborado pela Abrage apresentou dados indicando que a MMGD teria corte de até 19% no ano de 2024 caso fosse adotada a forma de rateio proposta na segunda fase da Consulta Pública nº 45, de 2019, resultando menor corte das demais fontes, ou, por inferência, as demais estariam absorvendo custos para que a MMGD não fosse objeto de corte.

Nesse cenário hipotético, os dados indicaram que os cortes de geração das usinas hidrelétricas, eólicas e solares reduziriam, respectivamente, de 69% para 58%, de 20% para 16% e de 12% para 8%. Em um exercício futuro, com projeção de dados para 2028, o percentual da MMGD teria corte de aproximadamente 22%, ao passo que os das demais sofreriam novas reduções (56,8%, para hidrelétricas, 14,9% para eólicas e 6,4% para solares).

A polemica em torno do tema chegou inclusive ao Poder Legislativo. Em 11 de julho de 2025, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.304, convertida na Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025 (Brasil, 2025a), cuja ideia central era tratar da modernização do marco regulatório do setor elétrico.

Não obstante, ainda na tramitação no Congresso Nacional, houve uma tentativa na proposta a MMGD dentro do contexto dos cortes de geração, não como uma medida de impedir a geração propriamente da energia, mas como uma contribuição financeira para cobrir os custos decorrentes dos cortes. Isso se daria por meio da criação de um encargo, no valor de R\$ 20,00 (vinte reais) por 100 kWh (cem quilowatt hora). A proposta, contudo, terminou não avançando e ficou fora do texto final aprovado pelo Poder Legislativo (Guimarães, 2025).

Outro tema dos cortes de geração que chegou a ser incluído na Lei nº 15.269, de 2025, mas foi vetado posteriormente pelo Poder Executivo, foi a criação de um mecanismo de para compartilhamento dos riscos decorrentes da produção excedente de energia em momentos de baixo consumo.

Segundo as razões do veto, a proposta “contraria o interesse público ao restringir o alcance de eventual solução regulatória para o compartilhamento de riscos decorrentes de restrições operativas impostas por necessidades sistêmicas” (Brasil, 2025b).

Ou seja, até o presente momento, não há um endereçamento a respeito dos efeitos decorrentes dos cortes de geração por razões energéticas, seja por parte da Aneel, seja por parte do Poder Legislativo.

Ainda tratando da Lei nº 15.269, de 2025, a norma conseguiu avançar sobre a atividade de armazenamento de energia, ponto este que chegou a ser levantado no âmbito da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019. Em resumo, concedeu-se à Aneel o poder de regular, fiscalizar e estabelecer regras gerais para implementação de projetos, garantindo ainda que a atividade de armazenamento de energia poderá ser autônoma ou integrada a empreendimentos de geração, comercialização, transmissão e distribuição (Brasil, 2025a).

Como destacado em linhas acima, a atividade de armazenamento de energia pode contribuir minimizar os cortes de geração, fato este que foi reconhecido com a alteração feita pela Lei nº 15.269, de 2025, que alterou o art. 2º-A da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007.

A nova redação do citado dispositivo cita expressamente que os projetos de armazenamento de energia passam a ter direito ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – Reidi

em decorrência de contribuir para a transição energética, a modernização e a estabilidade do setor elétrico (Brasil, 2007).

Voltando à Consulta Pública nº 45, de 2019, verificou-se que ficou mantida a controvérsia sobre a adição ou não de outros custos que podem trazer impactos ao consumidor ainda que indiretos. Como visto, a utilização apenas do ESS deixa de fora outros custos que são suportados pelos geradores hidrelétricos, dentre eles principalmente aqueles contidos dentro do MRE, como o GSF.

A Aneel não refuta que de fato existem outros pontos, mas argumenta que há uma complexidade de se considerar todas as nuances possíveis. A área técnica poderia desenvolver melhor esse ponto, de modo que tal posicionamento continuaria sendo objeto de críticas dado o perfil de oposição entre atores envolvidos.

Diante de todo o exposto acima, é possível concluir que o marco regulatório atualmente vigente não confere o tratamento adequado às usinas hidrelétricas, em especial aquelas a fio d'água, as maiores prejudicadas com a EVT. Contudo, há atualmente proposta de regulação em discussão que minimiza parcialmente o problema atual, ainda que não seja capaz de pacificar o tema dentro do setor, dando principalmente mais clareza a forma como são conduzidos os cortes de geração.

A especificidade das hidrelétricas a fio d'água foi reconhecida pela Aneel, que considera que os empreendimentos com reservatório devem sofrer reduções ou limitação de geração de energia antes, principalmente em decorrência da possibilidade de armazenamento da matéria-prima para geração de energia em um segundo momento, fato este que não é possível quando se fala de usinas a fio d'água.

Por fim, entende-se fundamental que os atores envolvidos prossigam com a análise de possíveis critérios comerciais de ressarcimento pelos cortes de geração, matéria esta que ficou segregada da Consulta Pública Aneel nº 45, de 2019, ao final da primeira fase, bem como outras iniciativas que podem mitigar os efeitos, tal como o desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento.

A evolução histórica do setor elétrico no Brasil demonstra que sempre haverá necessidade de melhorias das regras vigentes. A existência de novas tecnologias, como o amadurecimento das fontes eólicas e solares, o surgimento da atividade de armazenamento de

energia, bem como o crescimento exponencial da MMGD, reforça essa assertiva.

Cabe aos órgãos competentes, contudo, dar uma resposta célere e satisfatória, de modo que, mesmo inexistindo convergência de entendimentos entre os agentes, busque-se uma espécie de pacificação setorial, com medidas transparentes e baseadas em critérios técnicos.

Isso, frisa-se, não significa que não haverá a necessidade de uma nova análise em um momento futuro. Afinal, o fato sempre precederá a norma.



REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO (ANA). **Sistema de Avaliação de Recursos Hídricos (SAR)**: informações sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN). Brasília: ANA, 2026. Disponível em: <https://www.ana.gov.br/sar/sin>. Acesso em: 29 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 155/2025-SGM/ANEEL**. Análise das contribuições à Consulta Pública 045/2019 – 3ª Fase, instaurada para obter subsídios para estabelecer os critérios operativos para redução ou limitação de geração. Brasília: ANEEL, 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Processo nº 48500.900375/2019-83**. Regulamentação de critérios para redução ou limitação de geração. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: <https://sei.aneel.gov.br>. Acesso em: 31 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 30 mar. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>. Acesso em: 31 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 903, de 8 de dezembro de 2020. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 dez. 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020903.pdf>. Acesso em: 29 out. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRAGE). **Contribuição à Consulta Pública nº 45/2022 da ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2022. [Documento técnico elaborado pelas consultorias PSR e REG.].

BRASIL. [Constituição (1934)]. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Rio de Janeiro, RJ: Presidência da República, 16 jul. 1934a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao34.htm. Acesso em: 23 dez. 2025.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, DF: Presidência da República, 5 de outubro de 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm. Acesso em: 23 dez. 2019.

BRASIL. **Decreto nº 1.285, de 18 de maio de 1939**. Cria o Conselho Nacional de Águas e Energia. Rio de Janeiro: Planalto, 18 maio 1939. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/declei/1930-1939/decreto-lei-1285-18-maio-1939-349181-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998**. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define regras do ONS. Brasília: Planalto, 2 jul. 1998. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm. Acesso em: 29 out. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 26.643, de 10 de julho de 1934**. Decreta o Código de Águas. Rio de Janeiro: Planalto, 10 jul. 1934b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643compilado.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica e processo de outorga. Brasília: Planalto, 30 jul. 2004c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004**. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004d, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Brasília: Planalto, 12 ago. 2004d. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm. Acesso em 20 jan. 2026.

BRASIL. **Decreto nº 60.824, de 7 de junho de 1967**. Define o Sistema Nacional de Eletrificação. Brasília: Planalto, 7 jun. 1967. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1960-1969/decreto-60824-7-junho-1967-401750-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012**. Regulamenta a MP nº 579/2012 sobre concessões de energia elétrica. Brasília: Planalto, 14 set. 2012. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm. Acesso em: 31 out. 2025.

BRASIL. **Decreto-Lei nº 3.763, de 15 de outubro de 1941**. Consolida disposições sobre águas e energia elétrica. Rio de Janeiro: Planalto, 15 out. 1941. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del3763.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Decreto-Lei nº 689, de 18 de julho de 1969**. Extingue o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica. Brasília: Planalto, 18 jul. 1969. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1965-1988/del0689.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Decreto-Lei nº 7.062, de 22 de novembro de 1944**. Dispõe sobre bens e instalações utilizados na produção, transmissão, transformação e distribuição de energia. Rio de Janeiro: Planalto, 22 nov. 1944. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto-lei/1937-1946/Del7062.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903**. Fixa a despesa geral da Republica dos Estados Unidos do Brazil para o exercício de 1904. Rio de Janeiro: Planalto, 31 dez. 1903. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1900-1909/lei-1145-31-dezembro-1903-775726-publicacaooriginal-139481-pl.html>. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Brasília: Planalto, 15 mar. 2004c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Brasília: Planalto, 15 mar. 2004a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007**. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI [...]. Brasília: Planalto, 15 jun. 2007. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Lei/L11488.htm. Acesso em: 9 dez. 2025.

BRASIL. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária [...]. Brasília: Planalto, 11 jan. 2013. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/l12783.htm. Acesso em: 31 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015**. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica [...]. Brasília: Planalto, 8 dez. 2015. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13203.htm. Acesso em: 31 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) [...]. Brasília: Planalto, 6 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 31 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025**. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico [...]. Brasília: Planalto, 24 nov. 2025a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/Lei/L15269.htm. Acesso em: 9 dez. 2025.

BRASIL. **Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960**. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia. Brasília: Planalto, 22 jul. 1960. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l3782.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961**. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS. Brasília: Planalto, 25 abr. 1961. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L3890Acons.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973**. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da ITAIPU. Brasília: Planalto, 5 jul. 1973. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l5899.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990**. Cria o Programa de Desestatização. Brasília: Planalto, 12 abr. 1990. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Brasília: Planalto, 13 fev. 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Brasília: Planalto, 7 jul. 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília: Planalto, 26 dez. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional e institui o CNPE e a ANP. Brasília: Planalto, 6 ago. 1997. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Autoriza a reestruturação da ELETROBRÁS. Brasília: Planalto, 27 maio 1998. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: 28 out. 2025.

BRASIL. **Mensagem nº 1.755, de 24 de novembro de 2025**. Brasília: Planalto, 24 nov. 2025b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/Msg/Vep/VEP-1755-25.htm. Acesso em: 16 jan. 2026.

CAMPOS JÚNIOR, Geraldo; WANZELLER, Marisa. Hidrelétricas responderam por 86% do curtailment entre 2022 e 2024, diz Marisete Dadald. **AgenciaInfra**, Brasília, 13 mar. 2025. Disponível em <https://agenciainfra.com/blog/hidreletricas-responderam-por-86-do->

curtailment-entre-2022-e-2024-diz-marisete-dadald/. Acesso em 28 out 2025.

CAMPOS, Clever Mazzone. **Curso básico de direito de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2010.

CARREGOSA, Lais. Oferta de energia cresce mais que consumo, e Brasil "joga fora" excesso; entenda. **G1**, Brasília, 4 mar 2024. Disponível em https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/03/04/oferta-de-energia-cresce-mais-que-consumo-e-brasil-joga-fora-excesso-entenda.ghtml?utm_source=share-universal&utm_medium=share-bar-app&utm_campaign=materias. Acesso: 28 out. 2025.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. Usina Hidrelétrica Tucuruí. **Acervo**, [s. l.], 2020. Disponível em: <https://www.memoriadaeletricidade.com.br/acervo/4420/usina-hidreletrica-tucurui>. Acesso em: 29 out. 2025.

Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF). **O aproveitamento hidrelétrico de Sobradinho**. Sobradinho (BA): Companhia Hidroelétrica do São Francisco, c2026. Disponível em: <https://www.chesf.com.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/Sobradinho.aspx>. Acesso em: 29 out. 2025.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução n.º 1, de 11 de fevereiro de 2008. Indica a Usina Hidrelétrica denominada UHE Jirau, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, como projeto de geração com prioridade de licitação, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 15 fev. 2008a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2008/resolucao01.pdf>. Acesso em: 29 out. 2025.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução n.º 2, de 17 de setembro de 2001. Dispõe sobre o reconhecimento do interesse estratégico da Usina Hidrelétrica Belo Monte, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 18 set. 2001. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2001/copy2_of_ResoluoCNPEen2200100000002.pdf. Acesso em: 29 out. 2025.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução n.º 4, de 28 de setembro de 2007. Indica a Usina Hidrelétrica denominada UHE Santo Antônio, localizada no Rio Madeira, no Estado de Rondônia, como projeto de geração com prioridade de licitação, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 5 out. 2007. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2007/resolucao04.pdf>. Acesso em: 29 out. 2025.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução n.º 6, de 3 de julho de 2008. Dispõe sobre o aproveitamento do potencial hidráulico para fins energéticos do rio Xingu, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 17 jul. 2008b. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2008/resolucao_6.pdf. Acesso em: 29 out. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Belo Monte: Fatos e Dados**. Rio de Janeiro: EPE, fev. 2011. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-82/Belo%20Monte%20-%20Fatos%20e%20Dados%20-%20POR.pdf>. Acesso em: 29 out. 2025.

GARCIA NETO, Urias Martiniano (coord.). **A Interface do Direito de Energia**: com outros ramos do direito, engenharia, administração e economia. Rio de Janeiro: Synergia, 2021.

GOMES, Rafael de Oliveira. **Estudo do impacto da incorporação de usinas hidrelétricas a fio d'água do sistema interligado nacional**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, 2012.

GUIMARÃES, Thais. Congresso Nacional aprova abertura do mercado de energia e derruba cobrança por geração própria. **GP1**, Teresina, 30 out. 2025. Disponível em: <https://www.gp1.com.br/brasil/noticia/2025/10/30/congresso-nacional-aprova-abertura-do-mercado-de-energia-e-derruba-cobranca-por-geracao-propria-607043.html>. Acesso em: 9 dez. 2025.

ITAIPU BINACIONAL. **Itaipu em números**. Foz do Iguaçu: Itaipu Binacional, c2026. Disponível em:

<https://www.itaipu.gov.br/institucional/sobre-itaipu/itaipu-em-numericos>. Acesso em: 29 out. 2025.

LOUREIRO, Luiz Gustavo Kaercher. *et al.* **Manual de Direito de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Quartier Latin do Brasil, 2021.

MACEDO, Ellen. Belo Monte é essencial para segurança energética nacional. **Norte Energia S. A.**, Brasília, 3 dez. 2024. Disponível em: <https://www.norteenergiasa.com.br/noticias/belo-monte-e-essencial-para-seguranca-energetica-nacional-1463>. Acesso em: 29 out. 2025.

NOVA ENERGIA. O que são submercados de energia e por que podemos ter diferentes PLDs para cada submercado? **Blog**, São Paulo, 8 ago. 2023. Disponível em: <https://www.novaenergia.com.br/blog/o-que-sao-submercados-de-energia-e-diferentes-plds/>. Acesso em: 29 out. 2025.

OLIVEIRA, Francisco José Arteiro de (org.). **O planejamento da operação energética no sistema**: conceitos, modelagem, matemática, previsão de geração e carga. São Paulo: Artliber, 2020.

OLIVEIRA, Nathalia Capellini Carvalho de. A grande aceleração e a construção de barragens hidrelétricas no Brasil. **Varia Historia**, Belo Horizonte, v. 34, n. 65, maio-ago. 2018. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/vh/a/ChCpxyx8Xg6w74xRTmNBRvJ/?lang=pt>. Acesso em: 29 out. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Energia vertida turbinável**. ONS: [s. l.], c2026. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energiavertidaturbinavel.aspx>. Acesso em: 29 out. 2025.

PEREIRA, Geraldo Magela; GAMBETTI, Delfino L. G. História das Usinas Hidrelétricas. *In*: Congresso Brasileiro de Geologia de Engenharia e Ambiental, 17, [s. l.]. **Anais** [....]. [s. l.: s. n.], 2015. Disponível em: https://schenautomacao.com.br/cbge2022/envio/files/trabalho1_215.pdf. Acesso em: 29 out. 2025.

PSR; REG. **Estudo técnico apresentado pela Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE no âmbito da Consulta Pública nº 45/2022 da ANEEL**. Brasília, DF, 2022. [PDF enviado à ANEEL].



SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. **Curso de direito da energia**: da história, tomo I. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2011.





idn

Bo
pro
cit
ref
Ness
são e

idp

A ESCOLHA QUE
TRANSFORMA
O SEU CONHECIMENTO