NOTA TÉCNICA Nº 183/2026-SGM/ANEEL

Referência: 48500.016776/2026-84

Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a colher subsídios para a minuta de ato normativo, acerca da revisão da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, em razão da publicação da Lei nº 15.269/2025, e do tratamento regulatório dispensado ao *constrained-off* de usinas hidrelétricas.

I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo propor abertura de Consulta Pública, com vistas a colher subsídios para a minuta de ato normativo acerca:

a) da revisão da Resolução Normativa ANEEL (REN) nº 1.030, de 26 de julho de 2022, que estabelece procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eolioelétricas e de usinas fotovoltaicas, em razão da publicação da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, que alterou a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e,

b) do tratamento regulatório dispensado ao *constrained-off* de usinas hidrelétricas.

II. DOS FATOS

2. A Resolução Normativa ANEEL nº 927 (REN 927), de 22 de março de 2021, estabeleceu os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eolioelétricas.

3. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.030 (REN 1030), de 26 de julho de 2022, consolidou, dentre outros, os atos regulatórios relativos aos procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eolioelétricas.

4. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.073 (REN 1073), de 12 de setembro de 2023, alterou a REN 1030, de 26 de julho de 2022, incluindo os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* para centrais geradoras fotovoltaicas.

5. Em 25 de novembro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.269[1], de 24 de novembro de 2025 (Lei de conversão da Medida Provisória nº 1.304, de 2025), dispondo no art. 9º sobre alterações na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, relacionadas a restrições operativas impostas aos geradores.

6. Consta da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2026-2027, aprovada pela Portaria nº 7.030[2], de 2 de dezembro de 2025, revisada pela Portaria nº 7.157[3], de 8 de setembro de 2026, os seguintes itens:

- AR26-11 “Revisão da REN 1030 (Lei nº 15.269/25) - Aprimoramento do *constrained off*”, com previsão de conclusão em 2027;

- GER21-07[B] “Regulamentação do *Constrained off* de centrais geradoras hidrelétricas”, com previsão de abertura de consulta pública em 2026 e previsão de conclusão em 2027.

7. No período de 31/12/2025 a 16/01/2026, o Ministério de Minas e Energia – MME instaurou a Consulta Pública nº 210 de 31/12/2025 sobre “*Compensação por cortes de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conforme previsto no art. 1º-B da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004*”.

8. Em 20 de janeiro de 2026, na 1ª Reunião Pública Ordinária de 2026, a Diretoria Colegiada da ANEEL, no âmbito do processo de Pedido de Medida Cautelar com vistas à suspensão do ressarcimento por *constrained-off* aos geradores de fontes eólicas e solares em decorrência da Lei nº 15.269/2025, decidiu conceder Medida Cautelar de ofício, no sentido de determinar à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que proceda à suspensão, por 90 (noventa) dias, dos ressarcimentos estabelecidos na Contratação de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, na modalidade disponibilidade, e na Contratação de Energia de Reserva, referentes ao ano contratual, relativos a usinas eolioelétricas e solares fotovoltaicas. A decisão foi consubstanciada por meio do Despacho nº 148[4], de 20 de janeiro de 2026.

9. Em 12 de maio de 2026, no 7º Circuito Deliberativo Público Ordinário de 2026, a Diretoria Colegiada da ANEEL, no âmbito do processo de Pedido de Medida Cautelar protocolado pela Associação Brasileira de Energia Eólica – Abeeólica e pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – Absolar com vistas à prorrogação do prazo determinado no Despacho nº 148/2026, decidiu (i) conhecer e, no mérito, dar parcial provimento ao Pedido de Medida Cautelar protocolado pela Abeeólica e pela Absolar; e (ii) prorrogar, por 60 (sessenta) dias, o prazo determinado no Despacho nº 148, de 20 de janeiro de 2026 com vistas à suspensão dos ressarcimentos estabelecidos na Contratação de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, na modalidade disponibilidade, e na Contratação de Energia de Reserva, relativos a usinas eolioelétricas e solares fotovoltaicas. A decisão foi consubstanciada por meio do Despacho nº 1.669[5], de 12 de maio de 2026.

10. Em 19 de maio de 2026, na 10ª Reunião Pública Ordinária de 2026, a Diretoria Colegiada da ANEEL, no âmbito do processo de Pedido de Reconsideração interposto pela New Energy Options Geração de Energia S.A. contra o Despacho nº 148/2026, decidiu conhecer, e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela New Energy Options Geração de Energia S.A. em face do Despacho nº 148, de 2026. A decisão foi consubstanciada por meio do Despacho nº 1.816[6], de 19 de maio de 2026.

11. Em 9 de junho de 2026, por meio do Memorando nº 25/2026-GDG/ANEEL[7], o Diretor-Geral da ANEEL solicitou à Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica (SGM) a distribuição e a instrução do processo de regulamentação dos ressarcimentos devidos aos geradores para cobertura dos custos associados à indisponibilidade externa, nos termos do art. 9º da Lei nº 15.269, de 2025, incluindo o período desde a sua publicação e as eventuais alterações aplicáveis nas Regras de Comercialização.

12. Em 15 de junho de 2026, na 23ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição de Processos, foi definido o Diretor-Relator do processo nº 48500.016776/2026-84, que trata da regulamentação do *constrained-off* das usinas eólicas, solares e hidrelétricas (Lei 15.269/2025).

13. Em 1º de julho de 2026, por meio do Memorando nº 107/2026-SGM/ANEEL[8], a SGM consultou a Procuradoria Federal junto à ANEEL no tocante à interpretação da Lei nº 15.269/2025, art. 9º, no que se refere às alterações na Lei 10.848/2004 - Regulamentação do pagamento de encargo para cobertura dos custos relativos a restrições operativas aos geradores.

14. Em 21 de julho de 2026, foi publicada a Portaria Normativa MME nº 140[9], de 18 de julho de 2026, regulamentando a compensação dos cortes de geração de usinas eólicas e solares prevista pela Lei nº 15.269/2025, entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025. O §3º do art. 6º da referida Portaria estabelece que permanecerão suspensas para os agentes que tenham protocolado manifestação prévia e firmado o Termo de Compromisso as liquidações dos valores correspondentes aos ressarcimentos devidos referentes a CER e CCEAR-D de que trata o Despacho nº 148/2026; e, o §3º do art. 7º estabelece que a superveniente regulamentação específica da ANEEL não ensejará nova recontabilização dos períodos processados nos termos da referida Portaria do MME:

> Art. 6º A CCEE deverá operacionalizar a compensação devida aos titulares de usinas que celebrarem o Termo de Compromisso por meio da recontabilização financeira de eventos passados.
>
> (...)
>
> § 3º Para a operacionalização das recontabilizações financeiras de que trata este artigo, permanecerão suspensas para os agentes que tenham protocolado manifestação prévia e firmado o Termo de Compromisso, ao longo das respectivas janelas temporais, as liquidações dos valores correspondentes aos ressarcimentos devidos por agentes de geração eólica e solar fotovoltaica referentes a Contratos de Energia de Reserva - CER e Contratos de Comercialização de Energia Regulada - CCEARs, na modalidade disponibilidade, de que trata o Despacho nº 148, de 20 de janeiro de 2026, da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, e suas alterações.

15. O Despacho nº 00621/2026/PFANEEL/PGF/AGU, de 14 de agosto de 2026, aprovou o Parecer nº 00175/2026/PFANEEL/PGF/AGU[10], de mesma data, em resposta ao Memorando nº 107/2026-SGM/ANEEL.

16. Por meio do Parecer Técnico Regulatório[11], a EDF power solutions, Elera Renováveis, ENEL, HRZ Energia, Ibtu Energia, Pontal Energy, Renova Energia, Rio Energy, Scatec, Serena Energia e Voltalia, apresentaram proposta de redação para revisão da REN 1030, para tratamento dos Contratos de Energia de Reserva – CER, em caso de restrição de geração por razão energética.

17. Por meio do Relatório[12] de Auditoria Operacional - TC 008.415/2025-0, de 28/08/2026, que avaliou a atuação dos órgãos setoriais na regulação e gestão dos eventos de restrição de geração de fontes renováveis (*curtailment/constrained-off*), no período de 2018 a 2025, a Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear – AudElétrica – 2ª Diretoria da Secretaria de Controle Externo de Energia e Comunicações - SecexEnergia do Tributal de Contas da União (TCU) – identificou "*3) a necessidade de **atualização da** regulamentação aplicável aos cortes de geração em razão das alterações promovidas pela Lei 15.269/2025*" e "*4) existência de **assimetria regulatória** no tratamento das restrições operativas entre hidrelétricas e demais fontes de geração*"[13] e submeteu o referido relatório à consideração superior recomendando:

> "650.3 determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, combinado com art. 250, inciso II, do Regimento Interno do Tribunal de Contas da União e com art. 4º da Resolução-TCU 315/2020, que, no prazo de 360 dias:
>
> a. promova a revisão da regulamentação referente às restrições de operação por constrained-off aplicadas a usinas eólicas e solares (REN Aneel 1.030/2022), de modo a compatibilizá-la com as disposições constantes nos §§ 10 e 11 do art. 1º da Lei 10.848/2004, preservada a margem discricionária técnica atribuída ao regulador (Achado 3);
>
> (...)
>
> 650.4 recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica, com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, combinado com art. 250, inciso III, do Regimento Interno do Tribunal de Contas da União e com art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, que:
>
> a. conclua a regulamentação das restrições operativas por constrained-off aplicáveis às usinas hidrelétricas, constante da Agenda Regulatória 2026-2027 (Ação código GER21-07[B]), atentando-se à compatibilização dessa regulamentação com a revisão do marco regulatório estabelecido pela REN 1.030/2022, em decorrência das alterações promovidas pela Lei 15.269/2025 (Achado 4);"

18. Por meio da Carta DPR 020/2026[14], de 17 de setembro de 2026, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) apresentou suas considerações acerca da regulamentação do *constrained-off* das usinas eólicas, solares e hidrelétricas.

19. Por meio da Carta CT 0076/2026[15], de 25 de setembro de 2026, a Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica) também apresentou contribuições à proposta de revisão da REN 1030.

III. **DA ANÁLISE**

III.1 – Da fundamentação legal e contextualização

20. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu que as regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN.

> Art. 1º .....
> .....
> [...]
> § 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:

> [...]

21. Da leitura em conjunto com o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que estabelece ser competência da ANEEL a aprovação das regras e dos procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre, extrai-se que a ANEEL detém competência para regulamentar serviços do sistema prestados aos usuários do SIN com remuneração feita via encargos.

> Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:
>
> [...]
>
> XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;

22. Com base nesses fundamentos legais, foi concebida a Resolução Normativa ANEEL nº 927 (REN 927), de 22 de março de 2021, que estabeleceu os procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eolioelétricas, posteriormente consolidada na REN 1030/2022. Na sequência, foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 1.073, de 12 de setembro de 2023, que conferiu mesmo tratamento regulatório às fontes solares fotovoltaicas.

23. Em 25 de novembro de 2025, foi publicada a Lei nº 15.269[16], de 24 de novembro de 2025 (Lei de conversão da Medida Provisória nº 1.304, de 2025), dispondo no art. 9º sobre alterações na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, dentre as quais [g.n.]:

> Art. 1º .....
> .....
>
> [...]
>
> § 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:
>
> [...]
>
> **VI - indisponibilidade externa, referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas.**
>
> **§ 11. É vedada a inclusão no encargo de que trata o § 10 para a cobertura dos custos decorrentes de restrições operativas impostas aos geradores de energia elétrica por necessidades sistêmicas associados:**
>
> **I - ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação:**
>
> **a) quando os documentos de acesso dos geradores ao sistema indicarem a possibilidade de restrições; e**
>
> **b) quando os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão; e**
>
> **II - à sobreoferta de energia elétrica, referente a eventos motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga."**
>
> [...]
>
> **Art. 1º-B. O titular de usina com outorga de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conectada ao SIN fará jus, mediante termo de compromisso firmado com o poder concedente, a compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, desde 1º de setembro de 2023 até a entrada em vigor deste dispositivo.**
>
> **§ 1º A assinatura do termo de compromisso implica renúncia ao direito sobre o qual se funda a ação e desistência de eventual ação judicial em curso.**
>
> **§ 2º Na forma do § 5º do art. 1º da Lei nº 9.469, de 10 de julho de 1997, a desistência e a renúncia previstas no § 1º deste artigo eximem as partes do pagamento de honorários advocatícios de sucumbência.**
>
> **§ 3º O ONS deverá apurar, nos termos deste artigo, os montantes dos cortes de geração a serem compensados e enviá-los à CCEE.**
>
> **§ 4º A CCEE deverá calcular os ressarcimentos, com atualização dos valores pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), apurado e divulgado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou do índice que vier a substituí-lo, desde a data do evento de corte de geração até a data de seu efetivo pagamento.**
>
> **§ 5º Os valores correspondentes aos ressarcimentos devidos e ainda não liquidados, inclusive, se necessário, de períodos futuros, por agentes de geração eólica e solar fotovoltaica em Contratos de Energia de Reserva (CER) e em Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade disponibilidade, serão destinados, nos termos de regulamentação do poder concedente, ao pagamento da compensação de que trata este artigo."**

24. Das alterações provenientes da Lei nº 15.269/2025, observa-se o que segue.

25. O **inciso VI, do §10 do art. 1º** incluiu a previsão de pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, sem restringir a fonte de geração.

26. O **§11 do art. 1º**, por sua vez, vedou a inclusão no encargo de que trata o §10 para a cobertura de custos decorrentes de restrições operativas impostas aos geradores de energia elétrica por necessidades sistêmicas e associados:

> **(i)** ao atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica** da operação:
>
> (a) quando os documentos de acesso dos geradores ao sistema indicarem a possibilidade de restrições; e
>
> (b) quando os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão; e
>
> **(ii)** à sobreoferta de energia elétrica, referente a eventos motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga.

27. Já o art. 1º-B dispôs sobre a compensação destinada à cobertura de custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, desde 1º de setembro de 2023 até a entrada em vigor do dispositivo [em 25/11/2025]. Trata-se de elegibilidades conferidas ao titular de usina com outorga de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conectada ao SIN, mediante termo de compromisso firmado com o Poder Concedente.

28. A proposta de revisão da REN ANEEL nº 1.030/2022, ora em análise, busca adequar o normativo às alterações introduzidas pela Lei nº 15.269/2025, notadamente no **inciso VI do §10 e §11 ambos do art. 1º** da Lei nº 10.848/2004. Não contempla as alterações dispostas no **art. 1º-B**, por entender ser essa uma competência do Poder Concedente[17].

29. Aliás, a regulamentação do art. 1º-B foi endereçada por meio da publicação da Portaria Normativa MME nº 140, de 18 de julho de 2026, em que se estabeleceram diretrizes para a operacionalização da compensação dos custos decorrentes de cortes de geração de usinas eólicas e solares fotovoltaicas entre 1º de setembro de 2023 e 25 de novembro de 2025.

III.2 – Da regulamentação para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off*

30. Antes de se iniciar a análise das alterações trazidas pela Lei nº 15.269/2025, é importante resgatar os fundamentos que levaram à regulamentação do tema pela ANEEL, hoje estampados na REN 1.030/2022.

31. A proposta inicialmente apresentada na abertura da Audiência Pública nº 34 de 2019 (AP 34/2019), para classificações de eventos de cortes de geração, previa apenas duas classificações: razão elétrica e razão energética. Após avaliação das contribuições recebidas na referida consulta pública, chegou-se à categorização atualmente adotada para as restrições de operação.

32. Destaca-se que, na AP 34/2019, o ONS esclareceu que *"restrições por razões elétricas não ocorrem somente durante indisponibilidades de equipamentos. Elas podem ocorrer também em configuração normal (Rede não alterada), devido a atrasos de obras ou mudanças no ponto de operação do sistema. Logo, as situações em configuração normal devem ser previstas nesta classificação"*.

33. Além da configuração normal, o ONS também apontou que *"há restrições de geração eólica decorrente de adoções de critérios operativos associados à confiabilidade elétrica como, por exemplo, controle de fluxos sistêmicos durante intervenções (com ou sem desligamento) ou contingências em equipamentos"*. Essa manifestação do ONS revelou, então, que os eventos de restrição de natureza elétrica poderiam ser vistos em duas dimensões: i) aquela decorrente de indisponibilidade de equipamentos (ou seja, em rede alterada); e, também, em ii) situação de operação usual do sistema elétrico, no decurso da aplicação de seus correspondentes critérios de confiabilidade operativa (rede não alterada).

34. Nessa linha, a contribuição do ONS foi fundamental para sinalizar que a resolução não poderia se limitar a uma classificação restrita apenas aos eventos passíveis de ressarcimento, mas deveria referenciar os principais agrupamentos de corte de geração. Com isso, passou a ser necessário diferenciar os fenômenos e identificar quais seriam passíveis de ressarcimento financeiro por encargo e quais estariam em um contexto inerente à atividade de produção de energia elétrica, o que resultou na divisão das restrições de geração em três grupos:

I – Razão de indisponibilidade externa;

II – Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica; e

III – Razão energética.

35. O critério considerado para o ressarcimento financeiro por encargo focou na identificação dos riscos ordinários do negócio de geração e segregação dos riscos extraordinários. Quando do encerramento AP 34/2019, os eventos passíveis de ressarcimento estariam vinculados a "*fenômeno imprevisível, de difícil atenuação ou precificação, para o qual as agendas de modernização pouco impacto terão"*.

36. Desse modo, até então as restrições passíveis de reconhecimento seriam as restrições elétricas motivadas por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas, sejam nas (i) instalações de transmissão classificadas como Rede Básica; ou (ii) Demais Instalações de Transmissão – DITs, se na jurisdição da distribuição. Nessa classificação, ainda estariam incluídas as indisponibilidades ordinárias (i.e. estatísticas histórica para manutenções programadas e saídas forçadas) de linhas de transmissão, transformadores, disjuntores e instalações de subestações em geral, na prática revertendo-se em franquia atuarial abaixo da qual não haveria reconhecimento de ressarcimentos financeiros vinculados a cortes de geração experimentados pelos correspondentes geradores.

37. Assim, apenas os cortes por indisponibilidade externa, que excedessem a álea ordinária de risco do gerador, deveriam ser compensados. Até então, os cortes por confiabilidade elétrica e por razão energética eram considerados riscos ordinários da atividade, inerentes à operação segura do sistema e ao contínuo balanço entre carga e geração, razão pela qual não ensejaram compensação financeira.

38. Delinear o alcance do risco do negócio ante os tipos de restrição de operação foi o tema central quando da regulamentação inaugural da ANEEL sobre o *constrained-off* de usinas eólicas e fotovoltaicas. O mote foi o de não repassar riscos (e consequentemente custos) indevidos aos consumidores. São esses os elementos que precisam ser revisitados frente aos novos ditames da Lei nº 15.269/2025.

III.3 – Das alterações introduzidas pela Lei nº 15.269/2025

39. De início, importante consignar que a Lei nº 15.269/2025 expressamente formalizou as restrições por indisponibilidade externa como passíveis de compensação via encargo (prática já prevista na REN 1.030/2022). Ademais, vedou a cobertura de custos atrelados aos cortes de geração quando motivados i) por sobreoferta de energia elétrica (irrestritamente) e ii) por confiabilidade elétrica, nesse caso quando pareceres de acesso indicarem possibilidade de restrições ou quando houver desconformidade com requisitos técnicos de acesso à Rede Básica (§11 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004).

40. Note-se que o legislador previu os eventos de **indisponibilidade externa** como elegíveis ao pagamento de encargo irrestritamente (art. 1º, §10). Para as outras modalidades de corte (energético e confiabilidade) o §11 do art. 1º da Lei estabeleceu vedações à percepção da reparação financeira pelo gerador, vedando-o quando a restrição de geração for motivada por **sobreoferta** de energia e em algumas condições específicas de eventos operativos derivados de **confiabilidade elétrica**.

41. Ponto pacífico entre a regulamentação atual e a alteração legal superveniente reside na componente associada à *sobreoferta de energia elétrica*. O inciso II do §11 do art. 1º da Lei estabelece vedação expressa à utilização do encargo para fins de compensação financeira quando em eventos operativos em que seja assinalada impossibilidade de alocação da geração na carga. Esse item é o equivalente à classificação por *Razão Energética* para a redação vigente do inciso III dos arts. 14 e 20-B da REN 1.030/2022, o que também já não era passível de compensação.

42. Como sobredito, também se constata alinhamento da regulação vigente ao novo comando legal para eventos de *indisponibilidade externa,* tendo a legislação previsto restituição dos custos de oportunidade correspondentes. Não obstante o exposto, caberia revisitar a norma da ANEEL quanto à necessidade de acumulação de tempo para usufruir do pagamento do encargo (franquia), o que atualmente está disposto no inciso I do art. 14 e §2º do art. 16 [g.n.][18]:

> Art. 14.....
>
> .....
>
> I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13.
>
> [...]
>
> Art. 16.....

> .....
>
> § 2º O pagamento de ESS é devido somente nas situações em que a soma dos tempos, acumulados desde o início do ano civil, de restrição de operação por *Constrained-off* da respectiva usina ou conjunto de usinas eolioelétricas, classificada como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, superar 78h (setenta e oito horas).

43. Alteração significativa de tratamento legislativo foi observada para eventos de *confiabilidade elétrica.* Para essa tipologia, a REN 1.030/2022 não previa compensação pela restrição de geração, ao então considerá-lo risco inerente à álea do serviço ordinário prestado pelo gerador.

44. Instada a se manifestar[19], o que foi concretizado por meio do Parecer nº 00175/2026/PFANEEL/PGF/AGU, a Procuradoria Federal junto à ANEEL opinou no sentido de que o legislador não teria considerado incompatível, em tese, a socialização dos custos atrelados ao ressarcimento de eventos operativos de confiabilidade elétrica em determinadas circunstâncias. O mote da análise da Procuradoria foi o de reconhecer que a temática teria previsão assinalada em duas componentes distintas da peça legislativa (§11 do art. 1º e art. 1º-B da Lei nº 10.848/2004). Senão, vejamos:

> 11. O reconhecimento legislativo expresso da compensabilidade dos eventos de confiabilidade elétrica no regime transitório constitui elemento interpretativo relevante. Embora o art. 1º B possua finalidade específica e alcance temporal delimitado, sua existência demonstra que o legislador não considerou incompatível, em tese, a socialização desses custos em determinadas circunstâncias.
>
> 12. Desse modo, seria inconsistente concluir que a mesma lei reconheceu compensação por confiabilidade elétrica no regime transitório e, simultaneamente, teria proibido integralmente qualquer tratamento compensatório para o futuro.

45. Para sua operacionalização, a Procuradoria reconheceu espaço de discricionariedade técnica a ser exercido pela ANEEL, limitada ao novo regime jurídico imposto pela nova legislação (i.e. desde a promulgação da Lei, em 25/11/2025).

> 14. A admissibilidade jurídica de cobertura de determinados eventos de confiabilidade elétrica não implica, portanto, obrigatoriedade de ressarcimento integral, automático ou generalizado; caberá à ANEEL atuar no espaço regulatório remanescente, em compatibilidade com a modicidade tarifária e com a adequada alocação de riscos setoriais.
>
> 15. Ou seja, a atuação normativa da Agência deverá observar os limites traçados pela lei, sem ampliar as hipóteses expressamente vedadas nem eliminar hipóteses cuja admissibilidade decorre da própria estrutura do novo regime legal.

46. Não obstante o exposto, a Procuradoria enfatizou que a distinção entre confiabilidade elétrica e sobreoferta é elemento central do novo marco legal, com o que, aliás, concorda-se integralmente. Trata-se da principal distinção regulatória a ser exercida pela ANEEL a partir do novo marco legal.

> 17. A distinção entre confiabilidade elétrica e sobreoferta energética constitui elemento central do novo modelo legal e deve ser preservada na regulamentação futura.

47. Com efeito, a distinção entre confiabilidade elétrica e sobreoferta energética constituirá o enfoque principal dessa revisão normativa. Para tanto, passa-se à análise das alterações introduzidas pela Lei nº 15.269/2025, particularmente no inciso VI, do §10 e §11 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, comparativamente à regulação até então vigente.

III.3.1 – Abrangência das fontes consideradas na REN nº 1.030/2022

48. O Título II da REN nº 1.030/2022 estabelece os critérios e procedimentos para ressarcimento das restrições de *constrained-off* de usinas eólicas, e o Título II-A de centrais geradoras fotovoltaicas.

49. De início, importante consignar que a Lei nº 15.269/2025, ao incluir a previsão de pagamento de encargo por restrição de operação por indisponibilidade externa no § 10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, não restringiu o pagamento de acordo com as fontes de geração. Dessa forma, pretende-se incluir no escopo desta revisão, o *constrained-off* de usinas hidrelétricas, conforme o que será detalhado no **item III.4** desta Nota Técnica.

50. As usinas termelétricas também seriam naturais candidatas a integrarem a revisão de escopo do regulamento. Atualmente, a definição e procedimentos para pagamento do *constrained-off* de usinas termelétricas despachadas centralizadamente constam de Regras de Comercialização da CCEE. Não obstante sua elegibilidade para integrar o escopo do regulamento, pretende-se incluí-las em um segundo momento, uma vez que as termelétricas detêm especificidade econômica relevante: é a única tecnologia de geração que detém custos explícitos de mobilização e gestão de combustíveis, com forte repercussão na formação de seus custos variáveis unitários de produção.

51. As demais tecnologias também apresentam custo de oportunidade pelo uso de seus energéticos principais, todavia, com o trabalho útil de conversão da energia potencial natural em eletricidade não sendo (necessariamente) induzida por combustível (exógeno) com custo de aquisição e estoque diferente de zero na economia real. Essa particularidade provavelmente demandaria extensa e detida análise dessa condição específica das termelétricas, drenando recursos (escassos) que ora se concentram em adaptar (o mais celeremente possível) o arcabouço regulatório à nova matriz de alocação de riscos promulgada pela Lei nº 15.269/2025.

52. Com efeito, entende-se mais producente deixar a integração das usinas termelétricas para etapa posterior, ainda que idealmente devesse compor o escopo do regulamento desde o seu início. Os cortes de geração (e correspondentes custos de oportunidade) atingem todo o segmento de geração. Futuramente, o escopo da REN 1.030/2022 deve versar sobre todas as tecnologias integrantes da oferta de eletricidade no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).

III.3.2 – Escopo quanto à modalidade de operação das usinas ou conjunto de usinas

53. Os arts. 13 e 20-A da REN 1.030/2022 dispõem sobre as usinas eolioelétricas ou de centrais geradoras fotovoltaicas despachadas centralizadamente ou conjuntos de usinas eolioelétricas ou de centrais geradoras fotovoltaicas considerados na programação. Assim, o normativo abarca exclusivamente as usinas eólicas e fotovoltaicas despachadas ou programadas centralizadamente pelo ONS.

54. A classificação de modalidade de operação de usinas consta do Submódulo 7.2 dos Procedimentos de Rede[20], que ora se encontra em discussão no bojo da Consulta Pública nº 034/2026[21]. A Lei nº 15.269/2025 não alterou o alcance legislativo quanto à modalidade de despacho de usinas. Dessa forma, sugere-se manter as mesmas modalidades de operação alcançadas pelo regulamento atual, exclusivamente para usinas despachadas ou programadas centralizadamente pelo ONS.

III.3.3 – Classificação dos eventos de restrição de operação

55. Cumpre esclarecer que as três classificações de corte/redução de geração positivadas na Lei nº 15.269/2025 — indisponibilidade externa, confiabilidade elétrica e sobreoferta de energia elétrica — estão alinhadas às classificações atualmente constantes da REN 1.030/2022, conforme comparação exibida no Quadro 1.

Quadro 1 – Definições das classificações de redução de geração segundo a REN 1.030/2022 vigente e a Lei nº 15.269/2025.

Títulos II e II-A da REN ANEEL nº 1.030/2022	**§§ 10 e 11 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 alterados pela Lei nº 15.269/2025**
arts. 14 e 20-B: **Razão de indisponibilidade externa**: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13. **Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica**: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13 e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos. **Razão energética**: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.	§10, inciso VI e §11, incisos I e II, ambos do art. 1º da Lei nº 10.848/2004: **Indisponibilidade externa**: referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas. **Atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação**: (apenas citada, sem definição). **Sobreoferta de energia elétrica**: eventos motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga.

56. Assim, em relação às definições atuais, a Lei nº 15.269/2025 trouxe a mesma tipificação de eventos, indicando desnecessidade de modificação do regulamento nesse quesito em específico.

57. A **indisponibilidade externa**, como condição objetiva, corresponde à indisponibilidade da infraestrutura de transmissão ou de seus equipamentos, necessariamente externos às instalações dos geradores, e que impliquem redução de geração em usina ou conjunto de usinas consequentemente. Nesse diapasão, a indisponibilidade externa (de origem forçada ou programada) deverá estar vinculada a documento cadastrado no Sistema de Gestão de Intervenções (SGI) do ONS, com desligamento e o tempo de atividade correspondentes servindo de base para a avaliação das usinas diretamente afetadas. Assim, não deve ser qualificado como indisponibilidade externa desligamentos realizados por conveniência operativa, ou que não impliquem a desconexão de uma usina ou de um conjunto de usinas do SIN, ainda que resulte, por outras vias, em restrição de despacho de geração.

58. A **confiabilidade elétrica da operação** define-se como restrição imposta por limites ou inequações elétricas atreladas ao atendimento a critérios de segurança do SIN. A Lei nº 15.269/2025 traz vedação de pagamento aos geradores quando esses forem enquadrados em condições específicas de não atendimento a requisitos mínimos de conexão ou acesso ao sistema de transmissão.

59. Atualmente, os critérios de segurança elétrica para a operação do SIN estão estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede, em especial no Submódulos 2.3. Os limites e inequações dali resultantes são detalhados por área geoelétrica em instruções de operação normal do SIN (Submódulo 5.12, integrante do MPO[22]). Também pode haver recomendações operativas, presentes em documentos de intervenção, ocasiões quando o serviço a ser executado implicar risco elevado de desligamentos acidental ou redução de segurança do sistema.

60. A **sobreoferta de energia** caracteriza-se por excedente de disponibilidade de geração (ou geração potencial) comparativamente ao correspondente montante energético demandado pela carga no mesmo instante. Trata-se de volume (quantitativo) de oferta não alocável na carga, o que implica execução de manobras operativas para limitar ou reduzir a geração injetada no sistema, assim promovendo o indispensável (e ininterrupto) equilíbrio entre a geração e a carga. Seu tratamento regulatório será feito em item específico desta Nota Técnica, mais adiante (Item III.3. 6).

61. Por ora, considera-se que a terminologia das classificações constantes da REN nº 1.030/2022, também espelhadas na REN nº 1.170/2026, estariam adequadas enquanto critérios técnicos balizadores das manobras de redução de geração observadas pelo Operador no âmbito da operação executada em tempo real, razão por que se sugere sua manutenção no corpo do normativo:

> Art. 20-L. Os eventos de restrição de operação são definidos como a redução ou limitação da produção de energia por usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, nas etapas de programação diária da operação e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional – SIN.
>
> § 1º O ONS deverá classificar os eventos de restrição de geração de acordo com sua motivação, da seguinte forma:
>
> I – Razão de Indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidade em instalações externas às respectivas usinas ou conjunto de usinas;
>
> II – Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjunto de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos;
>
> III – Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga.

III.3.4 – Definição de restrição de operação por *constrained-off*

62. Atualmente, a REN 1030/2022 estabelece que os eventos de restrição de operação por *constrained-off* são definidos como redução da produção de energia por usinas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, e que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

63. Na REN nº 1.170/2026[23], que trata do estabelecimento de critérios operativos para redução ou limitação da geração de usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação da operação, foram mantidas as classificações inicialmente definidas quando das discussões originais do *constrained-off* de eolioelétricas, atualmente ainda vigentes na REN nº 1.030/2022, conforme descrição feita na seção anterior.

64. Não obstante a interrelação que há entre os dois marcos normativos, importa mencionar que as discussões da REN nº 1.170/2026 se referem ao fenômeno físico do *curtailment*, porquanto na forma mais ampla e geral dos cortes de geração (governada pelas leis da física), potencialmente abrigando número e quantidade de eventos superior àqueles elegíveis à compensação financeira (*constrained-off*) de que trata a REN nº 1.030/2022 e sua presente revisão.

65. A maior vinculação entre as duas temáticas está justamente na caracterização dos tipos de limitações ou reduções de geração (classificação dos cortes), ambos idealmente tratados em etapa de pós-operação. No quadro a seguir mostra-se a definição da restrição de operação por *constrained-off* contida na REN 1030, bem

como os tipos de restrição de operação (classificações citadas na Lei, já avaliadas em item anterior). Para fins de simplificação, tendo em vista a similaridade do normativo para as usinas eolioelétricas e as fotovoltaicas, serão citados apenas os trechos do Título II da REN 1030 relativos à fonte eólica.

Quadro 2 - definição da restrição de operação por *constrained-off* para fonte eólica segundo a REN ANEEL nº 1.030/2022 e a Lei nº 15.269/2025.

Títulos II e II-A da REN ANEEL nº 1.030/2022	**§§ 10 e 11 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004 alterados pela Lei nº 15.269/2025**
Arts. 13, 14, 20-A e 20-B: Art. 13. Para efeitos deste Título, **eventos de restrição de operação por *Constrained-off*** são definidos como a **redução da produção de energia por usinas** eolioelétricas **despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do ONS**, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas. **Art. 14.** O ONS deverá classificar os eventos de restrição de operação por ***Constrained-off*** de usinas ou conjuntos de usinas eolioelétricas de acordo com sua motivação em: I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13. II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13 e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos. III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.	§§ 10 e 11 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004: § 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros: VI - **indisponibilidade externa**, referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas. § 11. É vedada a inclusão no encargo de que trata o § 10 para a cobertura dos custos decorrentes de restrições operativas impostas aos geradores de energia elétrica por necessidades sistêmicas associados: I – ao atendimento a requisitos de **confiabilidade elétrica** da operação: a) quando os documentos de acesso dos geradores ao sistema indicarem a possibilidade de restrições; e b) quando os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão; e II – à **sobreoferta de energia elétrica**, referente a eventos motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga.

66. Como se nota, o art. 13 define os eventos de restrição de operação por *constrained-off* como sendo "redução da produção de energia por usinas eolioelétricas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas". O art. 14, por sua vez, estabelece os três tipos de classificação dos eventos de restrição de operação de que trata a Lei nº 15.269/2025.

67. Haja vista não poder haver regramentos (ou conceitos) distintos para os mesmos tipos de classificação, faz-se necessário diferenciar a tipologia dos eventos relacionados ao *curtailment* daqueles eventos passíveis de ressarcimento para fins da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022. O *curtailment* trata de limitações ou reduções de geração abrigados pela Resolução Normativa nº 1.170/2026. Novamente, esse normativo cobre espectro mais amplo (completo) de manobras operativas conduzidas pelo Operador que resultem em fenômeno de redução ou limitação de geração (natureza física).

68. Já a REN nº 1.030/2022 trata de subconjunto de eventos relacionados à redução de geração que são passíveis de ressarcimento financeiro, podendo não corresponder a todos os eventos relacionados ao *curtailment*, conforme previsto na própria legislação. Nesse sentido, propõe-se adequação do atual texto da REN 1.030, de forma a compatibilizar e adequar as terminologias existentes. O art. 13 seria adequado para tratar das restrições de *curtailment*, conforme proposta a seguir:

> Art. 13 Os eventos de restrição de operação são definidos como a redução ou limitação de geração de usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados ~~na programação da operação~~ pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS nas etapas de programação diária da operação e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional – SIN.

69. Neste ponto, faz-se necessário tecer avaliação mais abrangente no tocante às tecnologias de geração, de forma a homogeneizar, no que for cabível, conceito que atenda mais uniformemente as fontes de geração. A Lei nº 10.848/2004 não faz distinção entre fontes. A primeira fonte a ter o pagamento por *constrained-off* foi a termelétrica com CVU não nulo. Como sobredito, atualmente sua definição e procedimentos para pagamento constam das Regra de Comercialização da CCEE.

70. O Módulo de Encargos das Regras de Comercialização define encargos como sendo os custos incorridos para a manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para fins de atendimento à demanda por energia no SIN, não incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Nesse mesmo Módulo, os encargos são subdivididos em: (i) Encargos por Restrição de Operação; (ii) Encargos de Serviços Ancilares; (iii) Encargos por Segurança Energética; (iv) Encargos por Importação; e, (v) Encargos por Deslocamento Hidráulico.

71. Os Encargos por Restrição de Operação são definidos e subdivididos segundo rol de condicionantes operativas que lhe dão causa. Para usinas não hidráulicas, calcula-se o montante de encargo por restrição de operação a partir da diferença entre a geração realizada/comandada pelo ONS e a geração prevista na programação sem a inclusão de rede elétrica (rodada da CCEE).

72. Os Encargos por Restrição de Operação são rateados na proporção do consumo atendido pelo SIN[24], relativamente a cada agente comparativamente a todos os demais, respeitando o tipo de restrição e a abrangência espacial (multi-submercados ou submercado único). Para encargos por restrição de operação do tipo multi-submercados, o encargo é rateado entre os agentes localizados nos submercados do agrupamento. Para encargos por restrição de operação do tipo submercado único, o rateio incide sobre os agentes localizados no mesmo submercado.

73. No caso dos Encargos por Restrição de Operação por redespacho em tempo real (*constrained-on)*, seu valor é calculado a partir da geração de energia verificada acima da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção da energia e o Preço de Liquidação das Diferenças (CVU – PLD).

74. Para usinas passíveis de recebimento de encargos por restrição elétrica devido a situação de limitação/redução de geração (*constrained-off)*, seu valor será calculado a partir da geração de energia verificada abaixo da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação

das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia em cada período de comercialização.

75. Dessa forma, no caso do *constrained-off* termelétrico, verifica-se que o risco do gerador que será assumido pelo consumidor corresponde ao desvio negativo de geração em relação a uma referência de despacho comandada pelo Operador. Em que pese o objeto desta análise não inclua, neste momento, a fonte termelétrica, esta contextualização do casotermelétrico serve para balizar referência para um conceito unificado de *constrained-off* para todas as fontes.

76. Nesse sentido, o conceito de *constrained-off* constante atualmente da Resolução normativa ANEEL nº 1.030/2022 parece adequado, merecendo apenas ajustes no texto da minuta de REN, conforme proposta a seguir:

> Art. 14. Os eventos de restrição de operação devido a comando do ONS para redução da produção de energia ~~em relação aos considerados na programação da operação~~, nominados eventos de restrição de operação por *Constrained-off*, poderão ter os custos compensados por meio de Encargo de Serviço de Sistema – ESS.

III.3.5 – Da elegibilidade para pagamento por *constrained-off*

77. Na hipótese de indisponibilidade externa da Função Transmissão (FT), o fundamento legal encontra-se no inciso VI do § 10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, incluído pela Lei nº 15.269, de 2025:

> §10. As regras de comercialização deverão prever o **pagamento de encargo** para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:
>
> (...)
>
> VI - **indisponibilidade externa**, referente a eventos motivados por indisponibilidades em instalações de transmissão externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas. (**Grifos nossos**)

78. Quanto às restrições de geração motivadas pelo atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, o inciso I do §11 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, com redação conferida pela Lei nº 15.269/2025, estabelece hipóteses de vedação à inclusão dos custos no encargo de que trata o §10:

> §11. **É vedada** a inclusão no encargo de que trata o §10 para a cobertura dos custos decorrentes de restrições operativas impostas aos geradores de energia elétrica por necessidades sistêmicas associados:
>
> I - ao **atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica** da operação:
>
> a) quando os **documentos de acesso** dos geradores ao sistema **indicarem a possibilidade de restrições**; e
>
> b) quando os geradores estiverem **operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos** para conexão ao sistema de transmissão; e (**Grifos nossos**)

79. As alíneas "a" e "b", anteriormente transcritas, estabelecem hipóteses específicas de vedação à inclusão dos custos decorrentes de restrições operativas associadas ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica no encargo de que trata o §10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004.

80. Conforme entendimento consignado no Parecer da Procuradoria, o §11 não estabeleceria vedação geral e absoluta para todos os eventos dessa natureza (confiabilidade elétrica). A vedação legal incidirá quando os documentos de acesso dos geradores indicarem a possibilidade de restrições e/ou quando os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão.

81. Para os eventos de confiabilidade elétrica não enquadrados em qualquer dessas hipóteses, remanesceria espaço jurídico-regulatório para que a ANEEL estabelecesse mecanismos regulatórios para cobertura dos respectivos custos por meio do encargo. Essa admissibilidade jurídica, contudo, não implicaria reconhecimento de direito automático, integral ou irrestrito ao ressarcimento. Com efeito, caberia à Agência definir, no exercício de sua competência regulatória e observados os limites legais, critérios técnicos e econômicos aplicados à caracterização do ressarcimento, bem como a metodologia de apuração e de liquidação aplicáveis.

82. No que se refere à conformidade aos requisitos técnicos mínimos de conexão, a aferição deve observar a situação existente à época do evento. Assim, para que o gerador seja considerado elegível ao ressarcimento em situações de restrição de geração motivadas por confiabilidade elétrica, seria necessário verificar, no momento da ocorrência, se não haveria descumprimento dos requisitos técnicos mínimos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS, tampouco restrições vigentes indicadas nos respectivos documentos de acesso.

83. Nesse sentido, propõe-se que essas vedações legais para os eventos de confiabilidade elétrica estejam refletidas na resolução normativa, conforme proposta a seguir:

> Art.20-M .....
>
> .....
>
> [...]
>
> §2º É vedada a cobertura dos custos de que trata o caput decorrentes de restrições operativas motivadas por sobreoferta de energia elétrica e para o atendimento requisitos de confiabilidade elétrica da operação quando:
>
> a) os documentos de acesso dos geradores ao sistema indicarem a possibilidade de restrições; e
>
> b) os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos mínimos para conexão ao sistema de transmissão.

84. No que se refere às restrições de geração por motivo de indisponibilidade externa, verifica-se que a alteração legal não trouxe vedações expressas ao correspondente pagamento, motivo pelo qual se entende caberem alterações na REN 1.030 sobretudo em relação ao não estabelecimento de "franquia" para o pagamento do *constrained-off*. Nesse sentido, sugere-se a exclusão dos §§ 2º e 3º dos arts. 16 e 20-D da REN 1.030, de modo a não mais se restringir o pagamento do encargo de *constrained-off* por motivo de indisponibilidade externa em eventos que não totalizem o acumulado mínimo atualmente fixado pela franquia.

> Art. 16. .....
>
> .....

~~§ 2º O pagamento de ESS é devido somente nas situações em que a soma dos tempos, acumulados desde o início do ano civil, de restrição de operação por Constrained-off da respectiva usina ou conjunto de usinas eolioelétricas, classificada como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, superar 78h (setenta e oito horas).~~

~~§ 3º Fica autorizado o ONS a atualizar e divulgar o valor de 78h (setenta e oito horas), constante do §2º, considerando a indisponibilidade média apurada, em uma média móvel dos últimos cinco anos civis, das Funções de Transmissão, com nível de tensão entre 230 kV e 500 kV. (Redação dada pela REN ANEEL 1.109, de 10.12.2024)~~

85. Finalmente, em consonância com o comando legal, repisa-se ser vedado o ressarcimento de custos quando o corte/redução de geração for decorrente de sobreoferta de energia elétrica. A distinção de eventos de sobreoferta daqueles governados por fenômenos de natureza elétrica será feita no próximo item.

III.3.6 – Referência de Geração para pagamento por *constrained-off*

III.3.6.1 – Metodologia para segregação entre restrições por sobreoferta e por *constrained-off*

86. Para fins de caracterização do *curtailment*, tanto os excedentes energéticos (sobreferta de energia), quanto as reduções de geração em tempo real, integram montantes efetivamente apurados pelo Operador, em consonância com cada uma das classificações existentes. Nesse sentido, a REN 1.170/2026 endereçou tratamentos específicos desses quantitativos, incluindo propostas de rateios para fins de mitigação de riscos entre usinas/conjuntos de usinas.

87. Por esse motivo, as referências de geração de usinas hidrelétricas com energia vertida turbinável (EVT), eólicas e fotovoltaicas, consideradas para fins de obtenção dos montantes reduzidos ou limitados de geração, foram (e continuariam sendo) as respectivas gerações potenciais.

88. Conforme avaliado no **item III.3.4** e tendo em vista que o *constrained-off* corresponde a compensação financeira atrelada a uma redução da produção de energia decorrente de comando do ONS, a pergunta a ser feita é: Qual referência de geração deve ser considerada para o cálculo da redução da geração para fins do *constrained-off*[25]?

89. Neste ponto, a distinção entre confiabilidade elétrica e sobreoferta energética deve ser o enfoque principal desta revisão normativa, de modo a segregar os eventos que extrapolem a necessidade de geração para atendimento à carga daqueles que genuinamente poderiam tê-lo feito, mas não o foram por questões supervenientes de confiabilidade elétrica.

90. Em sistemas elétricos de potência, há uma relação biunívoca entre as condições de contorno do carregamento da rede elétrica (carga de demanda e de geração) e a capacidade de escoamento da própria infraestrutura. Essa característica física exige que critérios técnicos sejam aplicados para se distinguir (ou indicar a prevalência entre) as grandezas de natureza energética e elétrica em determinado contexto operativo de interesse, ao fim devendo ser apontado qual deles prevalece no resultado apurado.

91. Em princípio, não haveria maneira única de realizar a distinção entre as duas grandezas assinaladas. Qualquer que seja a métrica escolhida, seria importante fixar duas referências, normalmente com o resultado sendo derivado da diferença entre os dois referenciais considerados.

92. Para fins de caracterização do *constrained-off*, a opção foi demarcar o mesmo instante (momento) temporal para segregar as duas grandezas de maior interesse (elétrica e energética). Para tanto, o marco da operação em tempo real serviria de baliza preferencial. A vantagem desse marco temporal é a de se trabalhar com dados determinísticos (medidos/verificados/observados para as grandezas elétricas e energéticas apuradas pelo ONS ao término da operação executada.

93. O racional permearia, primeiramente, realizar **balanço aritmético de natureza energética**, o que se amoldaria a um exercício de barra infinita (sem influência da rede elétrica) para a resolução do problema do despacho econômico conduzido pelo ONS em tempo real. Isso não quer dizer que variáveis e decisões tomadas em tempo de programação sejam desconsideras. Ao revés, definições de geração oriundas da programação (e.g. ordem de mérito termelétrica) são observadas na condução da operação pelo ONS, portanto naturalmente preservadas nos resultados que se mede ao final. De um lado, contabilizam-se os recursos disponíveis em tempo real segundo as premissas aplicáveis para tanto (oferta programada, despachável ou não); do outro, o correspondente requisito medido (carga líquida). Tudo isso para a mesma janela temporal especificada (operação realizada), com a apuração sendo feita após o seu encerramento (etapa de pós-operação).

94. De modo a ilustrar a análise – sem perda de generalização –, os recursos disponíveis foram agregados em dois blocos principais: i) **usinas renováveis de perfil não controlável (inflexível)**, representativo das usinas eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas EVT; e ii) **usinas controláveis (despacháveis)**, composta por hidrelétricas com capacidade de modulação da geração e usinas termelétricas. Outras especificidades de usinas ou de elementos da operação (e.g. importação/exportação de energia) poderiam ser especificados, mas optou-se por não o fazer em benefício da assimilação do conceito geral empregado, sem prejuízo de que essas questões também pudessem ser empregadas sem prejuízos ao resultado.

95. Na Figura 1 apresenta-se croqui esquemático para o problema apresentado, considerando capacidade infinita para o barramento ilustrado (ausência de restrição de transmissão). O que se deseja apurar é o volume de sobreoferta existente durante a operação realizada em tempo real, em cuja governança coexistem condicionantes de natureza eletroenergética simultaneamente. Ao se separar a parcela de natureza energética (sobreoferta) primeiramente, todo o restante seria entendido como de ordem elétrica.

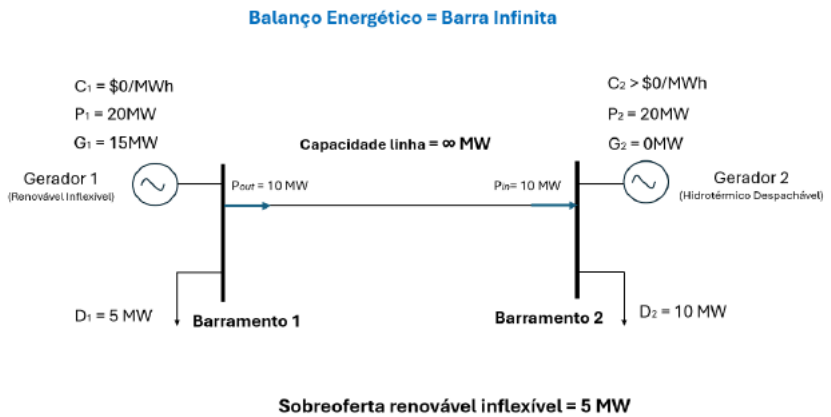


Figura 1 – Despacho ótimo considerando barramento infinito.

96. Note-se que a carga total seria de 15 MW (D_1 + D_2) e, diante das condições assinaladas (sobretudo a transmissibilidade infinita da rede), toda a demanda (D_1 + D_2) seria atendida via usinas renováveis variáveis (Gerador 1 ou G_1 = 15 MW), consequentemente com custos marginas de produção nulos (C_1 = \$0/MWh). Tendo em vista que a capacidade total de produção dessas mesmas usinas seria de 20MW (geração potencial, i.e., P_1 = 20 MW), as condições dadas de resolução do problema implicariam sobreoferta de 5 MW.

97. Essa é uma conclusão importante do método aplicado, na partida subtraindo da capacidade nominal de atendimento dessas fontes (geração potencial) condição de contorno oriunda da demanda (carga) real (medida) do sistema. A carga exerce papel central na caracterização da sobreoferta. A partir dela, define-se **parcela real de sobreoferta que prevaleceu durante a operação do sistema, com as diferenças incrementais em relação ao resultado necessariamente assumindo conotação elétrica.**

98. Trata-se de análise que poderia ser realizada indistintamente, em qualquer janela de tempo de interesse e com grau de precisão adequado, sobretudo por levar em conta a carga real apurada ao final da operação. A etapa seguinte seria apurar o desfecho efetivamente realizado pelo Operador diante de restrições reais (operacionais) impostas pela rede de transmissão, na prática moldando o despacho realizado das usinas, sobretudo o eventual acionamento de recursos controláveis (despacháveis) em tempo real. Na Figura 2 apresenta-se a questão para o mesmo sistema elétrico, mas agora considerando uma capacidade hipotética de escoamento da rede de transmissão fixada em 8MW.

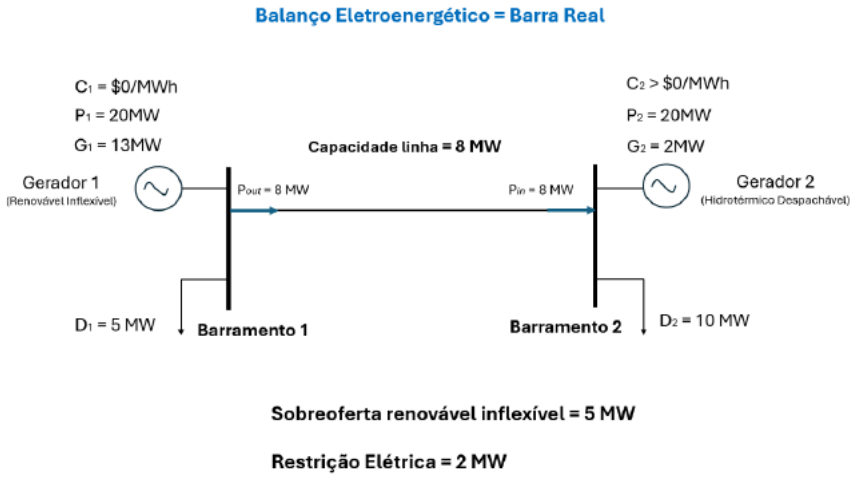


Figura 2 – Despacho ótimo considerando barramento real.

99. Comparativamente ao despacho ótimo com barra infinita, note-se que a restrição operacional da linha (8 MW) implicou redução de 2 MW da produção potencialmente exercida pelo gerador renovável variável, montante que foi compensado pelo despacho de geração hidrotérmica com custos marginas de produção (ou custo de oportunidade, no caso hidrelétrico) maiores do que zero (C_2 > \$0/MWh).

100. Como sobredito, há uma relação biunívoca entre a quantidade restringida da geração renovável variável (diante da restrição exercida pela rede elétrica) e o volume acionado de usinas hidrotérmicas despacháveis, na hipótese de não haver outro elemento exógeno interveniente, como intercâmbio internacional. Ambos totalizaram 2 MW, na prática emulando o corte aplicado às fontes renováveis (com C_1 = \$0/MWh), movido por restrição de natureza elétrica ao ser condizente com o limite de escoamento imposto pela rede.

101. Esse esboço conceitual transportado para a realidade do SIN é exibido na Figura 3. Importante assinalar que toda a análise é conduzida contiguamente ao perímetro conformado pela da Rede Básica do SIN (jurisdição do ONS), portanto, desconsiderando os efeitos de carga e de geração presentes na infraestrutura de rede controladas pelas distribuidoras (usinas tipo III e MMGD, sobretudo). Daí porque se assinala na Figura 3 a variável "carga líquida do SIN", exprimindo o potencial elétrico medido na fronteira da rede básica, previamente removidos os efeitos físicos intrínsecos à jurisdição das distribuidoras.

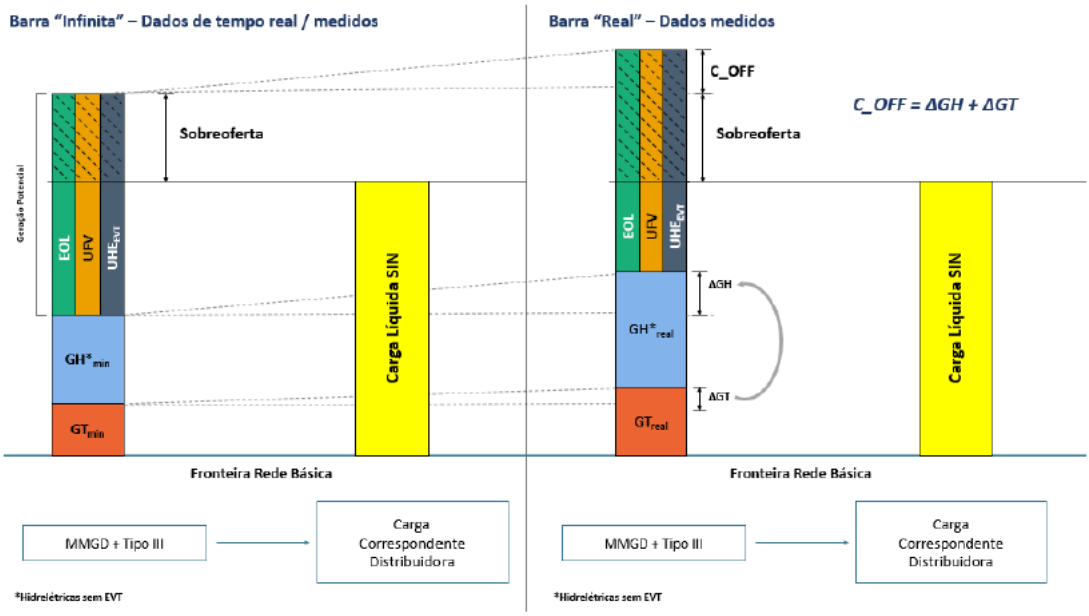


Figura 3 – Sistemática para obtenção de cortes de natureza elétrica.

102. Outros conceitos importantes para o cômputo dos referenciais de geração na modalidade "barra infinita x barra real" referem-se à **geração hidrelétrica mínima** (GH_{min}) e à **geração termelétrica mínima** (GT_{min}). O GH_{min} integrou o debate da CP45, lá sendo definido como geração compulsória (inflexibilidade) para o atendimento a usos múltiplos da água e a restrições de natureza ambiental, o que inclui extensa coordenação de decisões operativas multivariadas nas cascatas

que compõem o parque hidrelétrico gerenciado pelo ONS. A complexidade intrínseca à coordenação de cascatas pode implicar que o GH_{min} sistêmico seja superior à soma das restrições tomadas individualmente. Essa complexidade também implica variabilidade intradiária e sazonal. Trata-se de variável que terá que ser detalhada em Procedimentos de Rede, contendo descrição pormenorizada de premissas e dados utilizados para sua caracterização em base horária.

103. Importante também consignar que o GH_{min} está estreitamente relacionado com a hierarquização das reduções de geração preconizadas no **art. 2º da REN 1.170/2026**. Trata-se de bloco de geração hidráulica cuja caracterização é atingida após o exaurimento da redução de geração preconizada na **alínea "a", inciso II, §2º** do referido dispositivo. Como as restrições de meio ambiente e de recursos hídricos aplicam-se a qualquer tipo de usina hidrelétrica, o GH_{min} não faria distinção entre usinas hidrelétricas com e sem capacidade de armazenamento. Outro possível integrante do GH_{min} seriam os volumes energéticos atrelados às rampas de tomada de carga de unidades geradoras hidrelétricas para atender ao pico de demanda do dia, estágio em que possivelmente não mais se verificaria condição de sobreoferta, sobretudo em face da ausência de irradiância solar ou, ainda, da necessidade de manutenção de vazões associadas a requisitos ambientais e a atividades socioeconômicas.

104. Na vertente termelétrica, a variável GT_{min} englobaria a inflexibilidade termelétrica formalmente integrante do plano operativo conformado pelas etapas de programação e execução em tempo real (inflexibilidades), somada às restrições intrínsecas às unidades geradoras de cada planta (no jargão, o *unit commitment*) e à própria ordem de mérito econômica, que também são dados produzidos desde a fase de programação, e esses pautam a execução da operação em tempo real. Cada qual delas conta algumas especificidades e, naturalmente, o detalhamento pormenorizado do GT_{min} seria próprio de integrar o debate atrelado à evolução dos Procedimentos de Rede em face da aprovação do novo normativo.

105. Em analogia ao segmento hidrelétrico, a inflexibilidade termelétrica integrante do GT_{min} também obedeceria à regulação, recém aprovada, da REN 1.170/2026, sendo o volume de inflexibilidade dela integrante apenas o produto residual (líquido), exauridas as manobras de redução comandadas pelo Operador em consonância com o estabelecido na **alínea "b", inciso II, §2º do art. 2º**. Nessa prática, também seriam preservadas as restrições operativas individuais de *unit commitment* vinculadas ao atendimento à ordem de mérito econômica. Aliás, destaca-se que o conjunto de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito integram o Bloco 3 da hierarquização contida no art. 2º, o que o posiciona como derradeira opção para fins de redução ou corte de geração segundo os preceitos da REN nº 1.170/2026. Sendo o Bloco 3, ou seja, UTE no mérito, a última a ser cortada pela REN nº 1170/2026, isso implica preservá-la no atendimento à demanda na operação real, o que a metodologia de "barra infinita vs barra real" procura capturar ao incluir essa geração no GT_{min}. O **inciso III, §1º, do art. 2º** assim o caracteriza:

> III – Bloco3, constituído por:
> a) usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de custo, cuja redução de geração aumenta o pagamento do ESS por parte do consumidor; e
> b) importação de energia com substituição de usina termelétrica.

106. Note-se que faz parte do Bloco 3 também as operações de importação que minimizam o custo da geração termelétrica dentro do país ao substituir uma termelétrica potencialmente acionável de custo operativo mais elevado, ao fim beneficiando o consumidor. Eventual reversão da importação nesses termos implicaria produção de encargo, razão pela qual ela integra esse bloco do arranjo regulatório em questão.

107. Os quantitativos vinculados ao GH_{min} e ao GT_{min} são importantes porque estabelecem um piso abaixo do qual qualquer intervenção operativa passaria a influenciar condicionantes da oferta energética. Integram camada do arcabouço regulatório que, na prática, performam **quantidade mínima de oferta** a ser internalizada no sistema diante de condicionantes exógenas **oriundas de outras atividades econômicas/sociais/ambientais/ contratuais**, normalmente firmadas em atos jurídicos perfeitos (e.g. contratos de concessão, normativos de autoridades regulatórias, decisões judiciais, dispositivos legais). Trata-se de volume de oferta que atende compulsoriamente à carga, porquanto sua natureza energética. O art. 4º da REN 1.170/2026 elenca conjunto de elementos muitos dos quais guardam estreita sintonia com a caracterização do GH_{min} e ao GT_{min}. Confira-se:

> Art. 4º Em qualquer uma das classificações de eventos de redução ou limitação de geração de que trata o §1º do art. 1º, o ONS deverá atender aos itens a seguir, observando os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede e priorizando os requisitos de segurança de instalações e segurança operativa do SIN:
>
> [...]
>
> II - Restrições das usinas hidrelétricas e bacias hidrográficas;
>
> III - Os valores de unit commitment das usinas e os requisitos de despacho para atendimento das necessidades do SIN, incluindo o despacho para atendimento à ponta e dos dias seguintes;
>
> IV - O despacho antecipado das usinas termelétricas a gás natural proveniente do Gás Natural Liquefeito - GNL de que trata o art. 11 da Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, ou norma superveniente;
>
> V - A operação de usinas termelétricas nucleares; e
>
> VI - Os limites relacionados às compras mínimas de carvão subsidiado ou decorrentes de política pública.

108. Importante salientar que os patamares GH_{min} e GT_{min} variam segundo a própria dinâmica intradiária e sazonal das tecnologias, em sintonia com o correspondente perfil de carga. Exemplo conhecido da caracterização do patamar hidrotérmico mínimo foi a operação exercida pelo ONS no "dia dos pais" de 10 de agosto de 2025. Na ocasião, o Operador fez o seguinte relato[26] circunstanciado dos desafios enfrentados, elucidativos quanto à observação da geração hidrotérmica mínima (GH_{min} + GT_{min}) no escopo da operação [g.n.]:

> 2. Em Tempo Real, o horário mais crítico ocorreu entre 13h00 e 13h30, quando foi verificada uma carga de 57,8 GW, sendo que, desse montante, 21,7 GW foi atendido por MMGD, representando aproximadamente 37,6% da demanda. Dentre as medidas adotadas em tempo real, **foi reduzida prioritariamente a geração hidráulica**, restando cerca de 2 GW para redução adicional de geração, de forma a garantir a controlabilidade e segurança do sistema. Adicionalmente, foi realizada uma restrição de aproximadamente 17,5 GW de geração eólica e fotovoltaica controlável pelo ONS, o que representava cerca de 98,5 % do potencial de geração destas fontes estimado para aquele horário, restando aproximadamente 265 MW, apesar do comando do ONS para zerar a geração dessas usinas.
>
> 3. As gerações hidráulicas e térmicas para o horário citado foram, respectivamente, 21,9 GW e 13 GW, sendo que 2,3 GW são referentes às pequenas centrais hidroelétricos (PCHs) e 3,3 GW de termelétricas não despachadas centralizadamente (PCTs). Diante deste cenário, restaram disponíveis cerca de 2 GW de margem sincronizada para redução de geração hidráulica e 0,2 GW de eólica e fotovoltaica. [...]
>
> 5. É importante pontuar que, caso se esgotassem os recursos citados no item 3, seria necessário tomar medidas que **violariam as inflexibilidades térmicas e/ou restrições de unit commitment, bem como as limitações de condicionantes operativos cadastrados para as usinas hidráulicas (FSAR-H)**. Destaca-se ainda que, nesse contexto, a quantidade de unidades geradoras sincronizadas está limitada a um número mínimo **para o controle de potência reativa e inércia do sistema, visando a segurança da operação elétrica**.

109. Acima do patamar caracterizado pelo GH_{min} e GT_{min}, a demanda residual seria preferencialmente atendida via oferta renovável variável se estiver ausente fator impeditivo de confiabilidade elétrica concomitante. Esse nada mais é do que o pressuposto constitutivo emulado pela metodologia comparativa da "barra infinita vs. barra real" (Figuras 1 e 2). Isso porque a oferta renovável inflexível possui custo marginal de produção nulo, naturalmente perfazendo a oferta de mínimo

custo preferencialmente alocável à demanda residual em tempo real. Daí também porque essa referência passaria a integrar o benchmark comparativo atrelado ao volume de oferta passível de ser absorvido pela carga residual se não houvesse qualquer influência exercida pela rede elétrica (condição idealizada).

110. Se o volume referencial de oferta renovável variável (eólica, solar fotovoltaica e hidrelétrica com EVT) não se materializou em geração efetivamente realizada/medida nessa condição (barramento infinito) é porque houve necessidade (na operação real) de acionamento de oferta de natureza hidrotérmica superior à soma da componente GH_{min} + GT_{min}, com esse incremento perfazendo despacho motivado por questões de confiabilidade elétrica. Essa última condição é ilustrativamente apresentada na modalidade "barra real" da Figura 3, de onde também se extrai o corolário de que o volume de corte/redução de geração de oferta renovável inflexível motivado por questões de confiabilidade elétrica ($COFF_{renov}$) seria, em módulo, igual ao volume de despacho hidrotérmico registrado acima do patamar mínimo de referência para esse segundo agrupamento de geração. Essa última conclusão é algebricamente sintetizada na Equação 1:

$$COFF_{renov} = \Delta GH_{min}^{max} + \Delta GT_{min}^{max} \quad (1)$$

111. Caso mais geral da realidade operativa poderia incluir, ainda, manobras de execução de importação/exportação de energia de países vizinhos (intercâmbio internacional) – aqui ora denominado pelo acrônimo *Interc*. Aqui a prerrogativa é respaldada pela **alínea "b", inciso III, §1º, do art. 2º** da REN nº 1070/2026.

112. Em cenários em que não restar sobreoferta de natureza renovável inflexível, a questão examinada (corte de geração potencial devido a restrições de confiabilidade elétrica) mudaria, não necessariamente correspondendo ao volume de redespacho hidrotérmico performado. Isso porque parte da geração controlável mobilizada pode ter sido acionada para fins exclusivamente energéticos (atendimento à demanda), diante de uma carga superior à totalidade da potência renovável inflexível disponível no mesmo instante. Nesse caso, haveria "folga" (diferença positiva) entre a carga realizada e o restante da oferta compulsória de natureza hidrotérmica somada à completude da geração renovável inflexível.

105. Hipótese adicional em que haja a mobilização de recursos hidrotérmicos para atender a restrições de indisponibilidade externa também seria válida, o que ampliaria o escopo proposto pela Equação 1, englobando não somente manobras de confiabilidade elétrica, mas, também, restrições operativas motivadas por indisponibilidade externa (REL). Além disso, em cenários em que a geração renovável inflexível, somada à geração mínima hidrotérmica, não forem suficientes para atender à carga, seria observada a sobredita "folga", adiante representada por um δ (Equação 2). Outra condicionante que deve ser imposta à variável C_OFF_{renov} seria não lhe ser atribuído valor nulo ou negativo (Equação 3).

$$C_OFF_{renov} = \Delta GH_{min}^{max} + \Delta GT_{min}^{max} \pm Interc - \delta \quad (2)$$

$$C_OFF_{renov} > 0 \quad (3)$$

III.3.6.2 – Análise quantitativa

113. Apresentados os conceitos, a partir daqui procurou-se extrair da realidade operativa conhecida (base de dados pública do ONS) exemplos para a aplicação e elucidação do método apresentado. Nesse processo, há dois balizadores essenciais. Primeiro, segregar o montante de sobreoferta de energia a partir dos dados verificados de carga líquida do SIN, dado que essa parcela não é passível de ressarcimento aos geradores de acordo com a Lei nº 15.269, de 2025. Segundo, utilizar os mesmos dados de carga verificada e confrontá-los com a geração realizada, ao fim obtendo a influência que a rede elétrica exerceu sobre os quantitativos de geração obtidos.

114. Para tanto, seguiu-se premissa da programação diária da operação, a de realizar o despacho fundamentado no atendimento ado patamar mais crítico do dia, isto é, o pico de demanda do intervalo diário. Essa abordagem possibilita identificar a geração mínima termelétrica (GT_{min}) e hidráulica (GH_{min}) para o atendimento à ponta de carga, bem como a alocação possível do potencial de geração eólica e solar no referido patamar horário sem considerar qualquer limitação de rede, mas apenas o atendimento energético do SIN.

115. Trata-se de uma construção aproximada (*proxy*) para emular o cenário "barra infinita" apresentado na Figura 3, a partir de dados e decisões operativas tomadas pelo ONS na ausência de um marco regulatório específico para o tema (histórico conformado a partir da prática então realizada). Importante frisar que o desenvolvimento numérico que será feito na sequência não condiciona o que poderá vir a ser empregado pelo ONS na operacionalização do novo marco regulatório, a partir de novas versões de módulos e cadernos dos Procedimentos de Rede e Regras e Procedimentos de Comercialização.

116. Feitas essas ressalvas, a geração termelétrica mínima (GT_{min}) pode ser identificada a partir de usinas despachadas (geração com volumes superiores a zero MW) no horário de pico da carga líquida em cada submercado. A geração de tais usinas deve ser respeitada nos níveis em que são verificados nos demais patamares de hora do dia pela característica de inflexibilidade e pelo respectivo *unit commitment*.

117. Quanto à geração hidráulica mínima (GH_{min}), as usinas despachadas no SIN podem ser identificadas em cada patamar horário, respeitando-se a quantidade de unidades geradoras sincronizadas de cada gerador. A partir disso, a geração em todas as unidades geradoras pode ser minimizada considerando os respectivos cadastros operacionais de cada usina ou restrições informadas em tempo real. Adicionalmente, os dados de cadastro da operação dos reservatórios precisam ser observados de modo a atender à vazão mínima das restrições de uso múltiplo dos recursos hídricos e requisitos ambientais. Por fim, nessa abordagem, contabiliza-se a parcela de geração hidráulica que, no limite, ao ser reduzida, produziria vertimento turbinável (EVT), condição condizente com o custo marginal de produção nulo (parcela relativa ao energético principal).

118. Nessa toada, toda a geração potencial eólica, fotovoltaica e hidráulica com EVT (EOL + UFV + UHE_{EVT}) seria agregada acima (ou após o desconto) da geração termelétrica e hidráulica mínimas (GT_{min} + GH_{min}), em granularidade horária ou semi-horária, conforme o dado original. Essa composição espelharia os acumulados de geração resultante *vis-à-vis* a trajetória de carga verificada do dia, com o montante de sobreoferta de geração eólica, fotovoltaica e hidrelétrica com EVT sendo caracterizada pelos volumes que restarem acima do limiar definido pela linha de carga líquida verificada no SIN ao longo do mesmo intervalo diário (exatamente como consta na Figura 3 – Sistemática para obtenção de cortes de natureza elétrica).

119. A abordagem proposta foi aplicada para todo o ano de 2025. Para tanto, dispôs-se dos dados abertos do ONS relativos a: i) geração verificada por usina; ii) intercâmbio internacional; iii) potência disponível nas usinas; iv) cadastro de informações operacionais dos Procedimento de Rede; além de v) dados de entrada e saída do Dessem. As premissas de cálculo e de manipulação dos dados estão detalhadas no **Anexo I**. Análise diária pormenorizada (em base horária) de restrições de geração comandadas pelo ONS em 2025 está disposta no **Anexo II**. Nesse Anexo II contam em mais detalhes quatros dias foram analisados, cada dia representando diferentes períodos sazonais do ano, para os quais são exibidas as memórias de cálculo, de modo a facilitar a compreensão do método aplicado. Para fins de cálculo do *constrained-off*, adotou-se, por coerência com o critério de prevalência operativa, a seguinte hierarquia entre as classificações: a indisponibilidade externa prevalece sobre a confiabilidade elétrica, que, por sua vez, prevalece sobre a classificação energética. Em consequência, o abatimento

pela sobreoferta estimada ocorre na ordem inversa: primeiro sobre os cortes classificados como energéticos, em seguida sobre os de confiabilidade elétrica e, por último, sobre os de indisponibilidade externa. Esse critério foi aplicado nos exemplos do Anexo II e nos resultados apresentados nas Figuras 4 e 5.

120. O resultado compilado em base mensal de simulação diária para 2025 é apresentado na Figura 4. A aplicação dessa abordagem leva a um ajuste do montante de *constrained-off* originalmente classificado pelo Operador em vista de sobreoferta identificada a partir da carga líquida verificada do SIN. A diferença entre a altura das barras da esquerda e da direita corresponde à sobreoferta identificada segundo a métrica aqui discutida (sendo REL a classificação "indisponibilidade externa" e CNF a classificação "confiabilidade sistêmica"). Já em relação à sobreoferta calculada comparativamente à classificação de cortes energéticos empreendida pelo ONS, as diferenças encontram-se na Figura 5 (sendo, na classificação ajustada, a "sobreoferta" referente à metodologia da barra infinita, e a "ENE acima da sobreoferta" relativa às diferenças entre a metodologia da barra infinita e classificação do ONS, que será explorado em mais detalhes em parágrafos mais adiante).

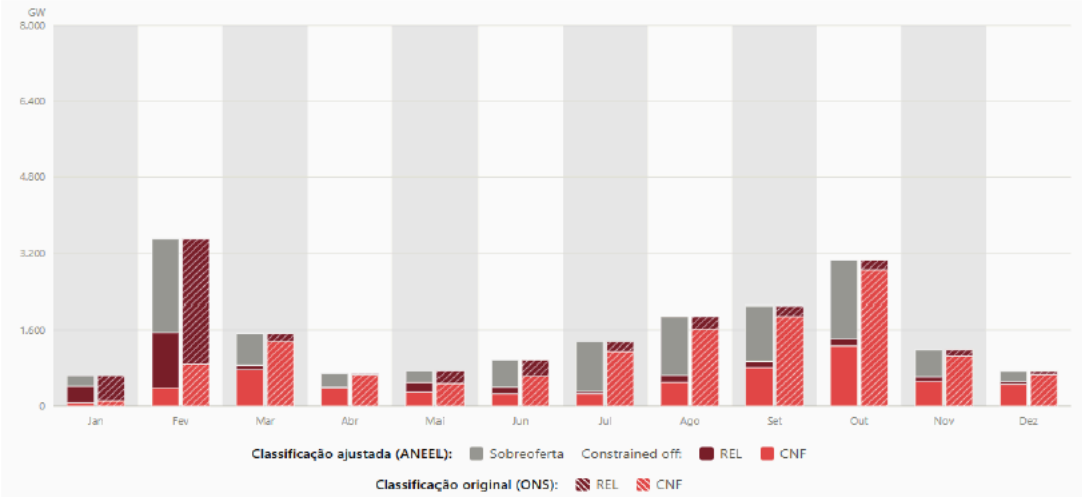


Figura 4 – Comparativo entre restrições elétricas originais (à direita) e ajustado (à esquerda)

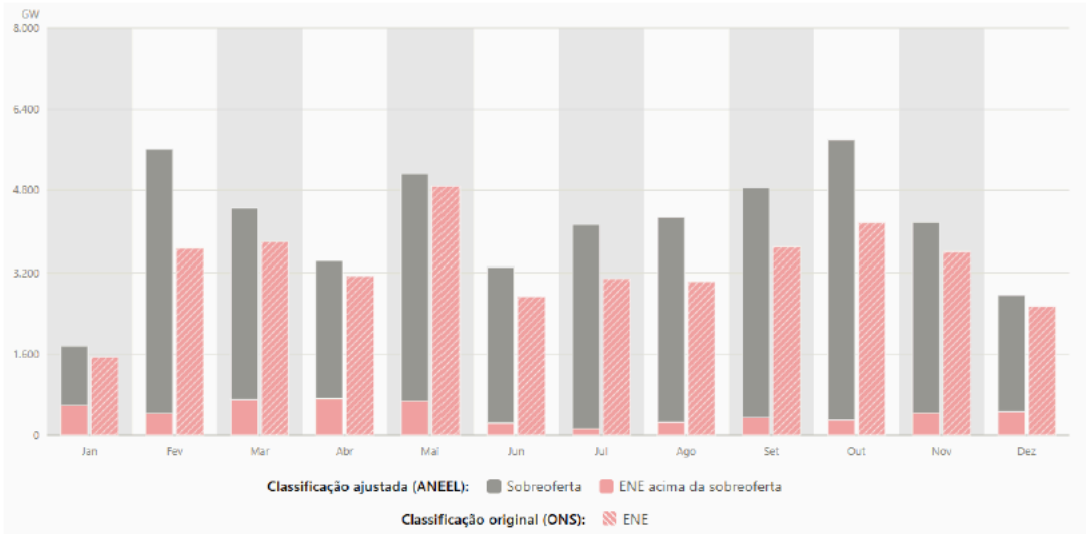


Figura 5 – Comparativo entre sobreoferta identificada (à esquerda) e corte energético (à direita)

121. Como resultado global para o ano considerado, vale ressaltar que a diferença entre a classificação de restrições operativas originalmente estabelecida pelo ONS e o ajuste de caracterização de sobreoferta ora empreendido foi de **17 p.p.,** aproximadamente **10.000 GWh** de energia acumulada no ano. Desse total, 12,7 p.p. estariam atrelados à CNF (queda de 22,9% para 10,2%) e 4,3 p.p. vinculados à REL (queda de 8,7% para 4,4%). Maiores detalhes para esses desvios estão exibidos na Tabela 1.

Classificação original (ONS) × classificação ajustada (ANEEL)

Classificação	Original (ONS) GWh	% do total	Ajustada (ANEEL) GWh	% do total	Ajustada – original GWh
ENE	39.837,8	68,5%	49.673,1	85,3%	+9.835,3
CNF	13.315,4	22,9%	5.939,1	10,2%	−7.376,3
REL	5.046,3	8,7%	2.587,3	4,4%	−2.459,0
Total de corte	**58.199,5**	**100,0%**	**58.199,5**	**100,0%**	**0,0**

Composição da classificação energética ajustada (ANEEL)

Parcela	GWh	% do total
Classificação energética ajustada	**49.673,1**	**85,3%**
Sobreoferta	44.376,1	76,2%
originalmente ENE	34.540,8	59,3%
originalmente CNF	7.376,3	12,7%
originalmente REL	2.459,0	4,2%
ENE acima da sobreoferta	5.297,0	9,1%

Tabela 1 – Resumo anual das classificações dos cortes de geração no SIN em 2025 (GWh).

122. Como pode ser observado na Figura 5, a classificação ajustada da ANEEL contém dois estratos, sendo “sobreoferta” e “ENE acima da sobreoferta”. Isso é resultado da avaliação isolada em cada patamar horário dos dias de cada mês de 2025, em que a estimativa do montante de sobreoferta, calculada pela metodologia de barra infinita, foi menor que o montante de geração restringida pelo ONS por razão energética. Esse valor remanescente pode ser uma classificação atípica, dado que, sendo excedente à sobreoferta, ele deveria ser advindo de restrição elétrica, porém, o Operador o classificou originalmente como energético, não vinculando esse corte ao controle de limite operacional. Assim, optou-se por evidenciar esse recorte e examinar as possibilidades de sua origem.

123. A metodologia defendida nesta seção se concentra na determinação do montante de sobreoferta (barra infinita) para identificar o montante de restrição de geração passível de ressarcimento pelos critérios da Lei nº 15.269/2026 (barra real). Assim, havendo montante de corte por razão energética que supere o montante de sobreoferta identificado, em um mesmo patamar horário do dia (o que foi verificado em diferentes horários dos dias analisados no Anexo II), duas possibilidades precisam ser examinadas: i) geração térmica e hidráulica podem não ter sido reduzidas ao mínimo possível ou ii) haveria eventos de corte por razão energética classificados equivocadamente pelo Operador.

124. A primeira hipótese decorre do fato de a geração mínima aqui desenvolvida ser uma estimativa que, embora baseada em premissas dos Procedimentos de Rede, depende de dados precisos e atualizados. Ainda assim, avalia-se como adequada a aproximação aqui realizada, comparativamente ao histórico oficial publicado pelo ONS. Exemplo disso é o que ocorreu em 10 de agosto de 2025 (“dia dos pais”). A estimativa de geração térmica e hidráulica mínima no patamar horário de menor carga líquida do SIN (descontada MMGD e geração de usinas tipo III), às 13h, foi de 29,6 GWmed (vide Anexo II, item III) ao passo que, no mesmo intervalo, o ONS verificou uma carga supervisionada mínima de 31,8 GW, precisamente às 13h05. Em comunicação oficial[27], o ONS afirmou que chegou a dispor somente de 2 GW para redução de geração hidráulica e térmica, além de 0,26 GW de geração eólica e fotovoltaica. De qualquer modo, ao se sopesar o relato do ONS com a geração mínima estimada pela metodologia do Anexo I, constata-se boa convergência entre os dois resultados.

125. Afora imprecisão de base de dados, a segunda hipótese de ocorrência de valores “ENE acima da sobreoferta” decorreria de alguma classificação eventualmente sujeita à reexame mais ampliado, por exemplo, considerando algumas conjunturas operativas mais complexas, quando há redução de geração para controle de sobrefrequência ao mesmo tempo em que se tem uma violação de limite de transmissão ou inequação. Nesse cenário, a redução de geração pode solucionar ambos os problemas, porém, uma classificação deve se sobrepor à outra ao fim. O “ENE acima da sobreoferta” é resultado acumulado de desbalanços horários entre a sobreoferta aqui estimada e o corte energético “ENE” originalmente postulado pelo ONS. O desbalanço identificado em uma hora não pode ser transferido para outro momento, resultando em acumulado de aproximadamente 5.300 GWh em 2025.

126. De qualquer modo, as diferenças entre os resultados aqui produzidos e a base de dados histórica do ONS possivelmente decorrem de distintas abordagens para o cômputo das restrições operativas. Como não poderia deixar de ser, a sistemática observada pelo ONS ancora-se no cômputo individualizado da restrição experimentada pelo gerador, calcada na geração potencial instantânea passível de ser produzida localmente. Ainda que haja consistência de dados em etapa de pós-operação, a classificação do evento estaria relacionada à sua origem e às circunstâncias instantâneas correspondentes. As grandezas elétricas controladas em tempo real (e.g. tensão e frequência) seriam os principais elementos que motivariam as intervenções comandadas pelo Operador a partir de protocolos de comunicação estabelecidos com usinas ou conjuntos de usinas previamente estabelecidos. Essas premissas extraem-se do Submódulo 5.13, do Módulo 5 do Manual de Procedimentos da Operação, com trechos de maior interesse destacados a seguir [g.n.]:

> 4.9 As restrições de geração eólica ou fotovoltaica podem ser de origem sistêmica ou local.
>
> • **Restrição de geração sistêmica (SIS)** é imposta por **limitação no sistema de transmissão** decorrente de intervenções no SIN (indisponibilidades programadas e não programadas) ou **confiabilidade elétrica** em subsistema diferente do empreendimento de geração ou por **razão energética**. Não se aplica o conceito de Rede de Operação Sistêmica, RT-RD.BR.01 – Módulo 5 dos Procedimentos de Rede do ONS.
>
> • **Restrição de geração local (LOC)** é imposta por **limitação no sistema de transmissão** decorrente de intervenções no SIN (indisponibilidades programadas e não programadas) ou **confiabilidade elétrica** no mesmo subsistema do empreendimento de geração.
>
> […]
>
> 5.1.2. A apuração e consistência de dados e informações sobre a operação de usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas e fotovoltaicas devem ser efetuadas de acordo com as seguintes orientações:
>
> • Os insumos para o processo de apuração dos **dados serão telemedidas e telessinais** disponíveis nos centros de operação do ONS, as **gravações das comunicações operacionais**, as **informações registradas pelos operadores de sistemas em tempo real**, os programas, as instruções de operação e as informações complementares.
>
> […]
>
> 5.1.3. O motivo da restrição de operação de usinas/conjuntos de usinas eolioelétricas ou fotovoltaicas será **classificado de acordo com a origem do evento**.

127. Na medida em que todos os eventos (locais e sistêmicos) são apurados e classificados conforme experiência vivenciada em tempo real, é possível que eventos locais originados de fatores elétricos possam ser superpostos por fatores agregados de natureza energética (sobreoferta), sem que essa realidade tenha sido capturada. Isso poderia acontecer em diferentes áreas elétricas, o que não invalida a interpretação feita com alcance mais reduzido em tempo real, mas apenas reforça que uma abordagem agregada/sistêmica ainda seria necessária para a correta tipificação do evento medido, necessariamente em etapa de pós-operação. Em suma, ainda que um episódio de confiabilidade elétrica/indisponibilidade externa possa ter sido originalmente caracterizado no bojo da operação em tempo

real com tal, antes disso é preciso avaliar se haveria carga/demanda para absorver a correspondente geração potencial, condição inicial sem a qual o próprio fluxo de potência, mesmo que fosse transmissível, ainda restaria comprometido pela ausência de diferencial de potencial elétrico entre carga e geração.

128. Não obstante o exposto, vale repisar que a abordagem aqui proposta é uma *proxy* do montante de restrição de geração eólica, fotovoltaica e hidrelétrica com EVT restringido por sobreoferta. Há também descontinuidade de divulgação da classificação da restrição de geração hidráulica EVT, o que impossibilita aplicação contrafactual mais exaustiva da classificação realizada pelo Operador para essa fonte. Dessa forma, está invariavelmente sujeita a limitações decorrentes da inerente assimetria de informação quanto à depuração dos dados operativos considerados[28]. Por conta disso, os resultados apresentados têm de ser enxergados como aproximações destinadas a estimar o montante de sobreoferta segundo a métrica aqui discutida.

129. A despeito dessas limitações, o processo apresentado incorpora elementos próprios da operação em tempo real e da etapa de programação enquanto insumos à operação em tempo real), conforme preconizado no Submódulo 4.5 dos Procedimentos de Rede. Conquanto a abordagem ora apresentada tenha distinguido montantes de sobreoferta de parcelas sujeitas ao ressarcimento de *constrained-off*, o processo até aqui ainda não foi capaz de apontar quais geradores deveriam receber o ressarcimento, tampouco qual valor correspondente. Essa lacuna será suprida no próximo item.

130. O resultado da discussão contida nos Itens III.3.6.1 e III.3.6.2 resultou na seguinte proposição de texto regulatório:

> Art. 20-L. Os eventos de restrição de operação são definidos como a redução ou limitação da produção de energia por usinas despachadas centralizadamente e usinas ou conjuntos de usinas considerados na programação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, nas etapas de programação diária da operação e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional – SIN.
>
> § 1º O ONS deverá identificar os eventos de restrição de geração de acordo com sua motivação, da seguinte forma:
>
> I – Razão de Indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidade em instalações externas às respectivas usinas ou conjunto de usinas;
>
> II – Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjunto de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos;
>
> III – Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia elétrica na carga.
>
> § 2º Consideram-se instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, as instalações de transmissão classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão – DITs no âmbito da distribuição.
>
> § 3º Não se consideram instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas aquelas de uso exclusivo ou compartilhado do gerador, sob sua gestão ou de terceiros.
>
> § 4º A identificação de eventos simultâneos de restrição de geração, em etapa de operação em tempo real, deverá seguir a seguinte ordem de prevalência:
>
> I – Indisponibilidade externa;
>
> II – Confiabilidade Elétrica; e
>
> III – Razão Energética.
>
> § 5º A sobreoferta de energia deve ser apurada, em etapa de pós-operação, para cada período de comercialização, considerando o critério sistêmico de impossibilidade de alocação da geração de energia na carga e as seguintes gerações:
>
> I - Geração potencial das usinas eolioelétricas, Centrais Geradoras Fotovoltaicas e hidroelétricas com energia vertida turbinável;
>
> II – Geração hidrelétrica mínima (GHmin): inflexibilidade hidrelétrica exclusivamente para atender aos usos múltiplos dos recursos hídricos e às restrições de natureza ambiental, atingida após o exaurimento da redução de geração preconizada na alínea “a” do inciso II do §2º do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.170, de 6 de outubro de 2026;
>
> III – Geração termelétrica mínima (GTmin): inflexibilidade termelétrica despachada por ordem de mérito de custo cuja redução de geração aumenta o pagamento de ESS por parte do consumidor, incluída a geração correspondente de Unit Commitment, somada à inflexibilidade termelétrica atingida após o exaurimento da redução de geração preconizada alínea “b” do inciso II do §2º do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.170, de 6 de outubro de 2026, observado o disposto no art. 4º da Resolução Normativa nº 1.170, de 6 de outubro de 2026; e
>
> IV – Importação de energia com substituição de usina termelétrica, conforme definido na alínea “b” do inciso III do § 1º do art. 2º da Resolução Normativa nº 1.170, de 6 de outubro de 2026.
>
> § 6º A sobreoferta de energia que trata o § 5º deve ser calculada pela diferença entre a soma das gerações indicadas nos incisos I, II, III e IV do § 5º e a carga verificada do SIN, em cenário operativo sem a influência das restrições elétricas da rede transmissão.
>
> § 7º Enquanto detiver outorga vigente, o agente de geração deverá disponibilizar ao ONS, em tempo real, os registros das medições e as disponibilidades de potência nominal desde a data de entrada em operação comercial, em conformidade com critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede.
>
> [...]
>
> Art. 20-M .....
>
> .....
>
> [...]
>
> § 3º A classificação de eventos de indisponibilidade externa deve ser mantida enquanto a motivação causadora da restrição não for superada.
>
> § 4º Dos montantes de restrição de geração identificados na etapa de operação em tempo real, conforme §1º do art. 20-L, deverá ser deduzida a sobreoferta, conforme §6º do art. 20-L, na seguinte ordem de precedência:
>
> I – Eventos identificados como razão energética;
>
> II – Eventos identificados como confiabilidade elétrica; e
>
> III – Eventos identificados como indisponibilidade externa.
>
> § 5º O montante de *constrained-off* será equivalente ao máximo valor entre zero e a diferença entre a soma de eventos de restrição de operação identificados pelo ONS em tempo real, observando o disposto no § 4º do art. 20-L, e a sobreoferta, conforme § 5º do art. 20-L, apurados em etapa de pós operação e para um mesmo período de comercialização.

[...]

III.3.6.3 – Individualização do montante de *constrained-off* por gerador

131. Para desagregar o montante total de restrições elétricas apurado, o ONS deveria rastrear os motivos da restrição de geração e, consequentemente, identificar as usinas com repercussão potencial (matriz de sensibilidade) sobre o comando executado (região geolétrica de interesse), ao fim apontando quais inequações/limites estariam vinculadas à restrição. Com isso, a etapa seguinte seria decompor o montante total de confiabilidade e indisponibilidade externa segundo cada inequação/limite que repercutiu sobre cada usina pertencente à região geoelétrica de interesse, tudo isso na mesma base temporal em que a apuração é feita (e.g. horária). Assim, o montante de confiabilidade e de indisponibilidade externa a serem ressarcidos seriam particionados proporcionalmente entre os geradores em consonância com sua participação relativa (decorrente da matriz de sensibilidade). Essa construção guarda coerência com a sistemática de rateio de cortes de natureza elétrica preconizada na REN nº 1.170/2026. Senão vejamos:

> Art. 3º Para os eventos classificados por razão de indisponibilidade externa ou razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, o ONS deverá efetuar as reduções ou limitações de geração respeitando, preferencialmente, a ordem decrescente de sensibilidade da variação de geração das usinas em relação ao fluxo de potência transmitido que se deseja controlar.
>
> [...]
>
> §2º A CCEE deverá ratear os montantes de energia reduzidos ou limitados entre todas as usinas elegíveis no quesito sensibilidade, de acordo com as respectivas referências de geração potencial, para fins de contabilização de energia, adotando-se, quanto à geração verificada, os dados de medição consolidados provenientes do Sistema de Medição para Faturamento - SMF.

132. Para ilustrar a processo de individualização do *constrained-off*, a Figura 6 apresenta, à esquerda, as restrições de geração classificados por razão energética (ENE), confiabilidade (CNF) e por indisponibilidade externa (REL); ao centro, tem-se a representação, no mesmo patamar horário, indicando os limites e inequações que motivaram as restrições por confiabilidades (limite local Ɣ, limite sistêmico β e inequação α) e por indisponibilidade externa (intervenção "a" e intervenção "b"). Nesse sistema hipotético, considerando o universo de geradores do sistema o conjunto G = {G1, G2, G3, ..., G_n}, as usinas cuja geração foi restringida para atendimento às condições de segurança impostas pelos limites e inequações (Ɣ, β, α), bem como pela indisponibilidade externa ("a" e "b") seriam identificadas segundo o correspondente item de controle associado e rastreadas nos documentos de intervenção ou nas instruções de operação. Essa última disposição está representada à direita, na Figura 6.

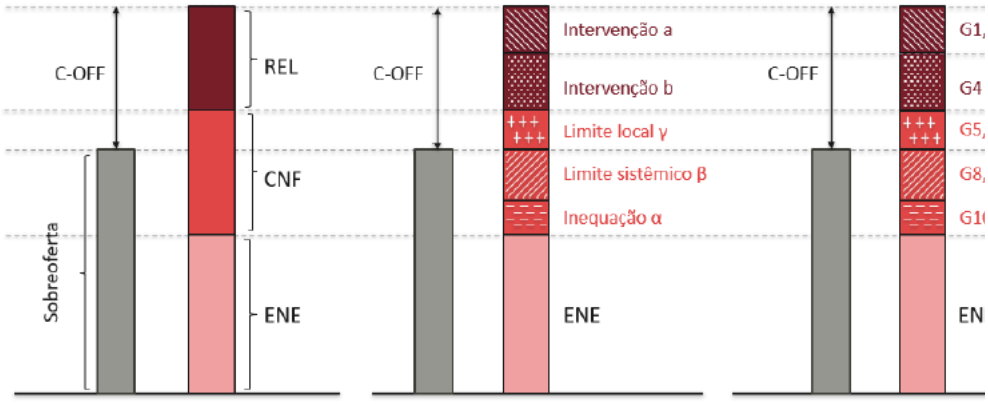


Figura 6 – Representação para desagregação dos cortes de geração entre geradores.

133. Na individualização por usina, considera-se, inicialmente, a participação de cada classificação passível de ressarcimento no montante de *constrained-off* identificado, procedendo-se, em seguida, à proporcionalização entre as usinas afetadas em cada classificação, segundo a respectiva matriz de sensibilidade. A título de exercício, supondo-se que o montante de restrição por REL corresponda a 80% do total de C-OFF identificado e que a intervenção "b" represente 60% do montante de REL, o ressarcimento devido ao gerador G4 corresponderia, portanto, a 48% (0,8 0,6) do montante de *constrained-off* identificado nesse patamar horário hipotético.

127. Essa construção ensejou a seguinte proposição para a minuta de Norma:

Art. 20-M.....

[...]

> § 6º Para desagregar o montante calculado no § 5º a nível de usina, deverá ser considerada a participação relativa das restrições de operação por razão indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica.
>
> § 7º O valor da participação relativa de que trata o § 6º deve ser proporcionalizado entre os itens de segurança elétrica que o compõe, com a atribuição final a cada usina observando sua contribuição relativa no controle do evento operativo.
>
> § 8º No caso de conjuntos de usinas, o ONS deverá considerar o rateio da referência da frustração de geração proporcionalmente à capacidade instalada de cada usina integrante do conjunto.

III.3.7 – Efeitos dos eventos de restrição de operação por *constrained-off* sobre os Ambientes de Contratação de Energia e forma de valoração e pagamento

134. Conforme a REN ANEEL nº 1.030/2022, particularmente em observância ao que dispõe o §10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por *constrained-off* de usinas ou conjunto de usinas eolioelétricas ou fotovoltaicas são realizados pela CCEE por meio de ESS. O encargo é proporcionalizado segundo o perfil de consumo de energia dos agentes, para tanto observando-se a abrangência da restrição, se local ou sistêmica. O montante energético atrelado ao ESS é valorado ao PLD do submercado da usina ou conjunto de usinas eolioelétricas ou fotovoltaicas, no respectivo período de comercialização.

135. Com relação à forma de valoração e pagamento, não houve alteração trazida pela Lei nº 15.269, de 2025. Portanto, sugere-se a manutenção quanto à:

> a) forma de valoração: PLD do submercado da usina ou conjunto de usinas no respectivo período de comercialização;

b) forma de pagamento: por meio de ESS, proporcionalizado pelo perfil consumo de energia dos agentes, também se observando abrangência da restrição, se local ou sistêmica –, conforme atualmente vigentes.

136. Com relação aos efeitos dos eventos de *constrained-off* sobre os Ambientes de Contratação de Energia, a REN ANEEL nº 1.030/2022 estabelece que, a depender do tipo de contrato firmado, os efeitos são percebidos por diferentes atores, ou seja:

c) na parcela da garantia física vinculada ao CCEAR por Disponibilidade, o pagamento do ESS é efetuado às distribuidoras de energia compradoras dos respectivos contratos;

d) na parcela da garantia física vinculada ao CER, o pagamento é efetuado à CONER;

e) na parcela da garantia física não contratada conforme os itens anteriores, o pagamento é efetuado ao agente gerador.

137. Cabe ressaltar que, atualmente o texto da Resolução prevê que somente os eventos de restrição de operação por *constrained-off* de usinas ou conjunto de usinas eólicas ou fotovoltaicas classificados como razão de indisponibilidade externa que superem o limite temporal regulatório conduzem à atenuação de ressarcimento nos CCEAR por Disponibilidade e CER, e pagamento por ESS.

138. A alteração trazida pela Lei nº 15.269, de 2025, ampliou a gama de eventos de restrição de operação por *constrained-off* por razão de: (i) indisponibilidade externa, sem a consideração do limite temporal regulatório; e; (ii) confiabilidade elétrica, observadas as vedações legais.

139. Assim, esta análise abrange os eventos de restrição de operação por *constrained-off* passíveis de ressarcimento para as fontes eólica, fotovoltaica e hidráulica.

140. Quanto aos efeitos dos eventos de *constrained-off* sobre os Ambientes de Contratação de Energia, ao se incluir no escopo desta revisão o *constrained-off* de usinas hidrelétricas, faz-se necessário analisar como os efeitos da redução ou limitação de geração das UHEs são percebidos por diferentes atores.

141. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), há as modalidades contratuais por quantidade e por disponibilidade. Ressalta-se que, no caso das UHEs, não se identificou a modalidade por disponibilidade. Ademais, deve-se observar ainda as especificidades relativas aos contratos de cotas ou de repactuações de risco hidrológico. No Ambiente de Contratação Livre (ACL), o regulador desconhece as suas cláusulas.

142. Neste sentido, propõe-se que os efeitos dos eventos de *constrained-off* sobre os Ambientes de Contratação de Energia sejam mantidos – tanto com relação ao pagamento de ESS, quanto à atenuação de ressarcimento nos CCEAR por Disponibilidade e CER para usinas eólicas e fotovoltaicas. No caso das usinas hidráulicas, sugere-se a manutenção dos efeitos com relação ao pagamento de ESS ao gerador ou às distribuidoras de energia compradoras dos respectivos contratos, conforme as especificidades da contratação. Tal disposição guarda coerência com o normativo vigente para usinas eólicas e fotovoltaicas, porém, aplicável aos eventos classificados como indisponibilidade externa ou como confiabilidade elétrica, em observância ao comando legal.

143. Isto posto, sugere-se a inclusão do seguinte texto na minuta do futuro normativo:

> Art. 20-N. Os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por *Constrained-off* das usinas ou conjunto de usinas, de que trata o art. 20-L, serão realizados por meio de Encargo de Serviço do Sistema – ESS pela CCEE de acordo com os seguintes critérios:
>
> I - Na parcela da garantia física das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas vinculada a Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR por Disponibilidade, o pagamento deverá ser efetuado às distribuidoras de energia compradoras dos respectivos contratos;
>
> II - Na parcela da garantia física das centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas vinculada a Contrato de Energia de Reserva – CER, o pagamento deverá ser efetuado à Conta de Energia de Reserva – CONER;
>
> III – Na parcela da garantia física da hidrelétrica Itaipu Binacional, de usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas, conforme preceitos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e de usinas que aderiram à repactuação do risco hidrológico, conforme Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022, o pagamento deverá ser efetuado às distribuidoras de energia compradoras das respectivas cotas ou contratos, conforme regulação aplicável.
>
> IV - Na parcela da garantia física das centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas não contratadas ou reguladas conforme os incisos anteriores, o pagamento deverá ser efetuado ao agente gerador;
>
> § 1º O pagamento do ESS deverá ser proporcionalizado pelo consumo de energia do perfil consumo dos agentes e deverá observar a abrangência da restrição, se local ou sistêmica.
>
> § 2º O montante energético para apuração dos ESS será dado pela seguinte formulação:
>
> $G_{ESS} = mín[máx(E_{cont} - G_{ver}; 0); G_{frust}]$
>
> Onde:
>
> G_{ESS}: montante energético para apuração dos ESS;
>
> E_{cont}: montante de energia vendida em contratos associados à respectiva usina, no caso de CCEAR, CER e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA; e garantia física, no caso de usinas não contratadas dessa forma;
>
> Gver: energia gerada; e
>
> Gfrust: frustração de geração da usina obtida pelo resultado do rateio da frustração de geração do conjunto (caso aplicável), em consonância com o disposto no art. 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 1.170, de 6 de outubro de 2026.
>
> § 3º Para centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas e hidrelétricas com vertimento turbinável, a valoração do ESS deverá se dar pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do submercado da usina ou conjunto de usinas no respectivo período de comercialização.
>
> § 4º Para usinas hidrelétricas com capacidade armazenamento, a valoração do ESS deverá se dar pelo máximo valor tomado entre zero e a diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do submercado da usina ou conjunto de usinas e o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental no reservatório – PLD_x, no respectivo período de comercialização.
>
> § 5º Usinas inadimplentes com a obrigação de encaminhamento das informações de que trata de que trata o § 7º do art. 20-L não são elegíveis ao recebimento dos montantes financeiros de que trata o caput.
>
> Art. 20-O. As Regras de Comercialização deverão prever a compensação, sobre as obrigações internas aos CCEAR por Disponibilidade e CER, dos eventos de restrição de operação por *Constrained-off* das usinas ou conjunto de usinas, de que trata o art. 20-L, no que couber, apurados conforme o Título II-B desta

Resolução.

144. As diferenciações de caracterização e valoração do ESS feitas para usinas hidrelétricas serão justificadas segundo o arrazoado apresentado no próximo item.

III.4 – Do *Constrained-off* de usinas hidrelétricas

145. Preliminarmente, importa destacar a especificidade do sistema elétrico brasileiro no que se refere à participação da geração hidrelétrica e à operação centralizada do SIN. Com vistas a mitigar os efeitos associados a eventos hidrológicos adversos, lidar com o despacho centralizado pelo ONS (que tende a maximizar ganhos sinérgicos entre bacias hidrográficas) e a promover o compartilhamento dos riscos entre as usinas hidrelétricas — decorrentes de variações naturais de afluências inter-regionais — foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Nos termos das regras que o disciplinam, independentemente do nível individual de geração de cada usina, o montante total de energia elétrica produzido pelo conjunto integrante do mecanismo é alocado a cada agente na proporção da respectiva participação das usinas dentro do mecanismo, medida em termos de garantia física.

146. Caso a geração total das usinas participantes do MRE seja inferior ao montante correspondente à soma das garantias físicas dessas usinas, o valor de energia alocada a cada agente será inferior à sua garantia física individual. Por outro lado, quando a geração total superar esse montante, todas as garantias físicas estarão integralmente cobertas, havendo ainda uma sobra de energia, denominada energia secundária.

147. Sob a perspectiva operacional, a gestão do risco hidrológico se materializa nas decisões de despacho do ONS, observando o portfólio de fontes disponíveis na matriz elétrica, o perfil de carga projetado, bem como os níveis correntes de armazenamento dos reservatórios, de forma a perseguir uma estratégia intertemporal ótima de utilização dos recursos energéticos disponíveis — dentre os quais o manejo de água estocada — com vistas à maximização da eficiência operativa e à minimização do custo total de operação.

148. A relação entre a energia hidráulica efetivamente gerada e o montante total da garantia física das usinas participantes do MRE é expressa pelo fator de ajuste do mecanismo, denominado *Generation Scaling Factor* (GSF).

149. Embora o GSF represente uma métrica de risco estrutural associado ao regime contábil do MRE e à variabilidade hidrológica e sua repercussão no despacho econômico, há instrumentos autônomos de natureza comercial, patrimonial e financeira que permitem aos agentes gerenciar e mitigar seus efeitos, a exemplo da definição do nível de comprometimento contratual da garantia física, da aquisição de energia para cobertura de exposições, da diversificação do portfólio de geração e da contratação de instrumentos de *hedge* de preço e quantidade. Tais medidas não integram, necessariamente, a mecânica regulatória do MRE, mas permitem ao agente reduzir sua exposição financeira às diferenças entre a energia que lhe é alocada pelo mecanismo e suas obrigações contratuais.

III.4.1 – Repactuação do Risco Hidrológico

150. A Repactuação do Risco Hidrológico (RRH) foi instituída pela Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, com o objetivo de mitigar os efeitos econômicos decorrentes da exposição dos agentes hidrelétricos ao risco hidrológico frente suas obrigações fixadas em contratos regulados. A RRH está regulamentada na REN nº 1.009/2022 e teve como finalidade permitir a alocação do risco de exposição dos agentes hidrelétricos às flutuações do GSF mediante contrapartidas financeiras (prêmio de risco) pagas aos consumidores de energia elétrica (elo contratual que assumiu o risco a partir de então).

151. A operacionalização da repactuação ocorreu por meio de adesão voluntária dos agentes a diferentes produtos (contratos de opção), cada qual refletindo distintos graus de compartilhamento do risco hidrológico entre geradores e consumidores. De forma geral, esses produtos admitiram a assunção parcial ou total do risco pelo consumidor, via encargo setorial, eventualmente se mantendo parcela do risco com o agente de geração (conforme a opção escolhida), em consonância com o ambiente de contratação. Contudo, na parcela em que se risco ficou com o consumidor, cabe o ressarcimento devido ao *constrained-off* decorrente de indisponibilidades e de confiabilidade para os consumidores que suportam tais riscos.

152. Em suma, a RRH estabelece interface direta com o fenômeno do deslocamento da geração hidrelétrica (que será melhor detalhado na sequência) causado por geração termelétrica, reduzindo a energia total disponível para alocação no MRE, também repercutindo no valor do GSF. A compreensão desse encadeamento entre despacho, deslocamento hidrelétrico, GSF e alocação de riscos constitui elemento central para a análise específica do deslocamento da geração hidrelétrica, tratada na seção subsequente.

III.4.2 – Deslocamento de Geração Hidrelétrica Decorrente da Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito

153. O tratamento regulatório do deslocamento de geração hidrelétrica (DH) decorrente de geração termelétrica fora da ordem de mérito econômica (GFOM) advém do art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que atribuiu à ANEEL a competência para estabelecer a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de GFOM e de importação de energia sem garantia física. Esse comando legal articula-se com o disposto na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que prevê o pagamento de encargos de serviços do sistema para cobertura de custos associados a decisões operativas, tendo sido posteriormente complementado e consolidado pela REN 1.030/2022, em especial por meio do seu Título IV, que sistematiza os critérios para o tratamento desses custos no âmbito do SIN.

154. Nesse contexto, a adequada valoração e alocação dos efeitos econômicos do deslocamento hidrelétrico exigiu compatibilização com os demais instrumentos de gestão de risco vigentes no setor elétrico. Por exemplo, os efeitos da RRH repercutem diretamente na elegibilidade ao ressarcimento dos custos decorrentes de DH. Como os produtos da RRH foram precificados considerando o histórico de realização do fator de ajuste do MRE (GSF), o ressarcimento da GFOM tem de ser compatibilizado com o grau de risco efetivamente assumido por cada agente, ao ser um dos elementos integrantes do cálculo atuarial desempenhado para tal fim. Esse preceito evita dupla compensação de eventos cujo risco já tenha sido previamente transferido ao consumidor por meio da repactuação.

155. Em síntese, a RRH impacta a elegibilidade ao ressarcimento, ao condicionar o direito à reparação econômica segundo o nível de risco hidrológico efetivamente assumido pelo gerador. O montante elegível reflete apenas a fração do risco que não foi transferida ao consumidor, assegurando coerência regulatória, preservando os sinais econômicos e evitando sobreposição de mecanismos de compensação (ou duplicidade de pagamento) para o mesmo evento sistêmico.

III.4.3 – Usinas Cotistas

156. As usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas resultam do modelo instituído pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esse marco legal possibilitou a prorrogação antecipada das concessões de geração hidrelétrica vincendas, condicionada à adesão a um novo regime jurídico-econômico caracterizado pela destinação compulsória da energia ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e pela substituição da receita baseada em contratos de comercialização por uma Receita Anual de Geração (RAG) definida pela ANEEL, voltada à cobertura dos custos eficientes de operação, manutenção e gestão dos ativos.

157. Nesse regime, as usinas cotistas não celebram contratos de venda de energia em sentido estrito, tampouco se expõem diretamente às oscilações do GSF ou aos resultados comerciais do MRE, nos moldes aplicáveis às usinas em regime de comercialização. O risco hidrológico associado à sua geração é dissociado da remuneração regulatória fixada para essas, tampouco das condições hidrológicas sistêmicas verificadas (GSF) e, por conseguinte, das correspondentes exposições ao MCP.

158. Em vista disso, parcela de uma usina que permanece sob o regime de cotas não seria elegível ao ressarcimento de *constrained-off*, uma vez que continua sujeita ao tratamento de risco próprio desse regime e remunerada por meio da RAG. Essa inegibilidade aplica-se tanto aos eventos de confiabilidade quanto ao pagamento de encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema associados a eventos de corte/redução de geração decorrentes de indisponibilidades externas às usinas hidrelétricas. Caberia, contudo, ressarcimento devido ao *constrained-off* decorrente de indisponibilidades e de confiabilidade para os consumidores que suportam tais riscos.

159. Cuida-se de "frações comerciais de uma usina" porque a Lei nº 14.182, de 12 de julho 2021, previu a possibilidade de descontratação da energia contrata nos termos da Lei nº 12.783/2013, o que no jargão setorial cunhou-se de "descotização". Desde então, há parcelas da garantia física de uma usina que deixaram de ser alocada no regime de cotas, na prática coexistindo uma parcela cotista e outra passível de ser comercializada. Para a parcela "descotizada", aplicam-se as regras ordinárias do MRE, a exposição ao GSF e os efeitos do deslocamento da geração hidrelétrica – DH. Nesse caso, seria admissível o ressarcimento de custos de *constrained-off*, desde que restrito à fração da garantia física desvinculada do regime de cotas.

160. Para a correta apuração da elegibilidade ao ressarcimento, em casos de descotização parcial, exigir-se-ia a segregação objetiva das parcelas cotista e não cotista da garantia física, assegurando que a reparação econômica reflita apenas a fração efetivamente exposta às decisões operativas que motivaram o *constrained-off*.

III.4.4 – Critérios de elegibilidade ao pagamento de *constrained-off* para usinas hidrelétricas de que trata a Lei nº 15.269/2025

161. A regulamentação do encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema decorrentes de indisponibilidade externa, bem como o tratamento aplicável às restrições associadas ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, deve observar compatibilização com o MRE e com os mecanismos regulatórios já existentes de ressarcimento do DH. Busca-se, com isso, evitar sobreposição de compensações e a transferência indevida de custos já internalizados nos mecanismos vigentes de alocação de riscos e de compensação financeira.

162. De outro lado, as usinas hidrelétricas não integrantes do despacho centralizado do ONS não se inserem na mesma lógica de alocação de energia submetida à respectiva coordenação operativa de natureza eletroenergética. Não configuram, em regra, restrição oriunda de comando do Operador passível de compensação nos termos ora analisados, ao estarem sob a jurisdição da rede de média e baixa tensão controladas pelas distribuidoras (usinas Tipo III). Assim, a elegibilidade ao ressarcimento deve ser examinada à luz da participação da hidrelétrica no âmbito do despacho centralizado, com efetiva submissão do empreendimento às decisões operativas coordenadas pelo ONS.

163. Para ilustrar a necessária articulação entre os comandos legais e os mecanismos regulatórios aplicáveis, apresenta-se, a seguir, diagrama (Figura 7) que sintetiza as interações relativas às restrições de geração incidentes sobre empreendimentos hidrelétricos integrantes do despacho centralizado e, por conseguinte, do MRE.

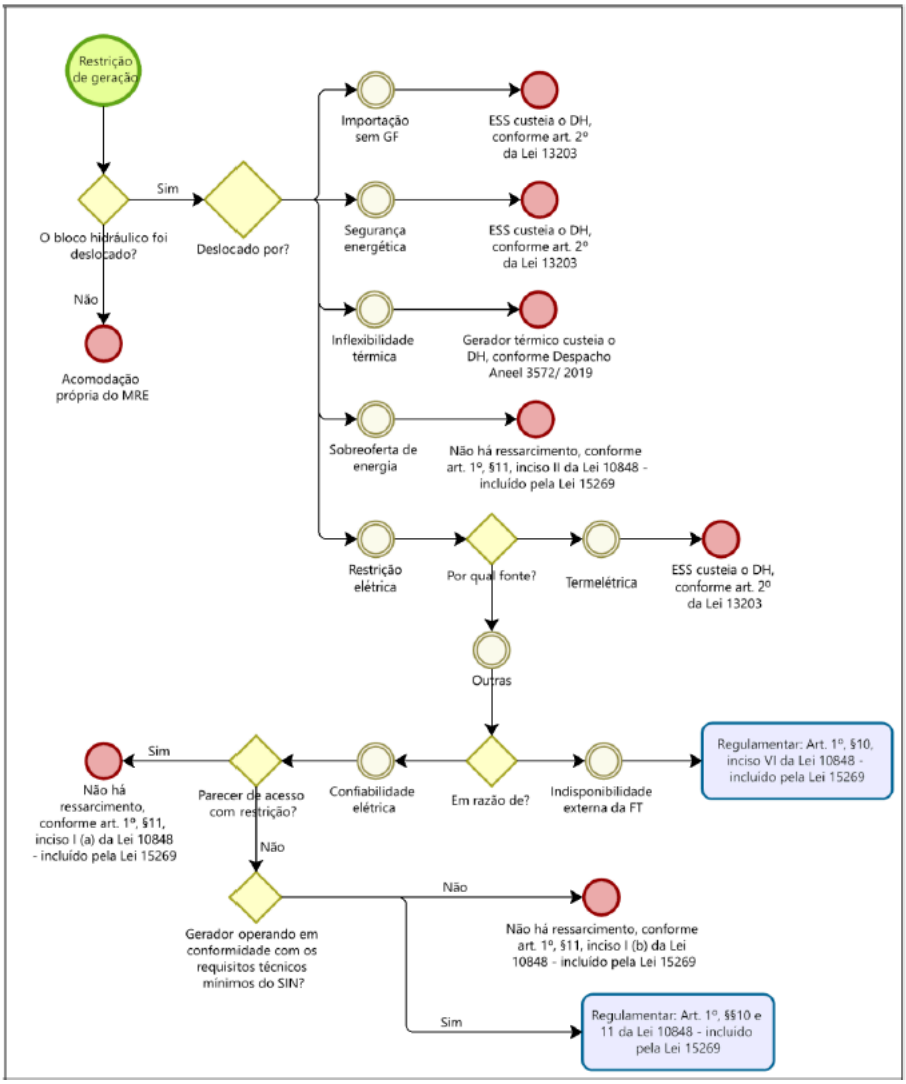


Figura 7 - Diagrama de restrição de geração para hidrelétricas submetidas a despacho centralizado do ONS.

164. O diagrama sistematiza o processo de análise e enquadramento regulatório das restrições de geração aplicáveis a empreendimentos hidrelétricos submetidos ao despacho centralizado do ONS. Visa identificar, de forma objetiva, a restrição de geração, apontando a elegibilidade do ressarcimento financeiro e os fundamentos legais e regulatórios aplicáveis a cada situação.

159. Esse fluxo tem início com a identificação da ocorrência de restrição de geração, considerando-se, para esse fim, a caracterização de impacto ao bloco hidráulico despachado pelo ONS. Na hipótese de não haver tal impacto, a restrição verificada em determinada usina seria própria de ser absorvida no âmbito do próprio MRE. Trata-se de seu *modus operandi* habitual: a redução de geração de determinado(s) participante(s) é compensada pela produção adicional de outro(s) integrante(s) do mecanismo, caracterizando acomodação energética segundo critérios de otimização eletroenergética e conveniência operativas

165. Havendo impacto sobre o bloco hidráulico despachado centralizadamente, passa-se a examinar mais detidamente o evento que lhe deu origem, classificando-o conforme a causa: i) importação de energia; ii) GFOM, em suas três modalidades (segurança energética, restrição elétrica, ou inflexibilidade termelétrica); iii) sobreoferta de energia; ou iv) restrições operativas de natureza elétrica, podendo ser derivadas de eventos de iv.a) critérios de confiabilidade ou iv.b) indisponibilidade externa de função de transmissão.

166. Como se pode notar, parcela considerável desses eventos já dispõe de tratamento legal e regulatório específicos, assinalados no diagrama, cujos principais aspectos são examinados a seguir.

167. Quando decorrente de GFOM ou de importação de energia elétrica sem garantia física, o montante elegível e as condições de pagamento estão narradas na Resolução Normativa ANEEL 1.030/2022. Se a geração termelétrica decorre de inflexibilidade declarada pelo próprio agente, o custo associado ao deslocamento do bloco hidráulico despachado pelo ONS não é socializado por meio do ESS, mas pelo gerador termelétrico que declarou a inflexibilidade acima daquela que constituíra a ordem de mérito econômica. O custeio do respectivo custo de oportunidade hidráulico foi instituído pelo Despacho ANEEL nº 3.572, de 17 de dezembro de 2019, posteriormente disciplinado nas Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

168. Se a restrição decorre de sobreoferta de energia elétrica, não há compensação financeira correlata, conforme discussão feita no Item III.3. Até esse ponto do diagrama, se houver impacto sobre o bloco hidráulico, o quantitativo atrelado depende de variação computada sobre o evento que o provocou: se for derivado por geração termelétrica, o impacto quantitativo é a exata medida do redespacho motivado pela via heterodoxa de acionamento (acima da ordem de mérito econômica). Se resultar de sobreoferta, vale a vedação prevista na Lei nº 15.269, de 2025. Caso decorra de indisponibilidade externa ou do atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica, sem substituição por geração termelétrica, deve-se avaliar a incidência dos comandos introduzidos pela mesma Lei.

169. Nesse ponto do diagrama, portanto, a questão central consiste em identificar a fonte responsável pela substituição da geração hidrelétrica: geração termelétrica ou outra fonte, como a eólica ou a solar? Além disso, para fins de valoração, seria importante distinguir o tipo de hidrelétrica afetada pelo corte: se uma hidrelétrica com EVT ou uma hidrelétrica com capacidade de armazenamento da geração. Essa distinção é importante porque a observação do PLD_x na valoração do encargo só se aplica à hidrelétrica com capacidade de armazenamento, pela sua própria definição.

170. Na hipótese de a redução de geração/corte ser motivado por indisponibilidade externa da Função Transmissão (FT), remete-se novamente ao inciso I do §11 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, com redação conferida pela Lei nº 15.269, de 2025, particularmente no tocante às hipóteses de vedação à inclusão dos custos no encargo de que trata o §10. Ao se tratar de evento motivado por confiabilidade elétrica, cabe também rememorar o disposto nas alíneas “a” e “b” do inciso I do §11 no tocante a requisitos de elegibilidade. No mais, o tratamento para as referidas compensações seria compatível ao conferido às demais fontes (eólica e solar fotovoltaica), conforme postulado no item III.3.5 desta Nota Técnica, ressalvadas algumas especificidades da geração hidrelétrica ali também anunciados.

171. Esse tratamento consiste em qualificar o montante elegível e as condições de pagamento aplicáveis aos casos em que a geração hidrelétrica despachada centralizadamente que foi efetivamente reduzida segundo mesmos critérios operativos válidos (e aplicáveis) para as fontes eólica e solar fotovoltaica. Importante repisar que os cortes suscetíveis a ressarcimento são os de natureza elétrica, porquanto com execução e tratamento contábil de rateio disciplinados no art. 3º da REN 1.170/2026. É desse dispositivo regulatório que emergirão os eventuais quantitativos de energia frustrada *Gfrust* para o segmento hidrelétrico, ora equacionados na minuta de Resolução.

172. O §3º do referido dispositivo equivale as hidrelétricas com EVT às usinas eólicas e fotovoltaicas no quesito elegibilidade à participação no rateio contábil do corte elétrico, previsto no *caput* do art. 3º. Para tanto, consideram-se as correspondentes referências de geração potencial (§2º) segundo realidade estimada em cada sítio. Como a hidrelétrica com EVT não tem capacidade de armazenamento, restam prejudicados os pressupostos regulatórios que qualificam o PLD_x[29] enquanto uma das âncoras regulatórias para integrar a valoração do custo de oportunidade percebido pelo segmento para a medida da frustação de geração correlata. Daí porque a valoração preconizada para a hidrelétrica com EVT seria equivalente ao que já é feito para os segmentos eólico e fotovoltaico, valorada diretamente (e tão somente) pelo PLD do intervalo de comercialização correspondente.

173. Não obstante o exposto, hidrelétricas com capacidade de armazenamento podem estar sujeitas a cortes de natureza elétrica, sobretudo os de indisponibilidade externa. Nesse caso, a valoração do correspondente custo de oportunidade prevê a incidência do PLD_x no equacionamento, o que ensejou o destaque dessa condição em um parágrafo específico.

Casos não elegíveis:

169. Diante das especificidades de contratação e de condicionantes de alocação de riscos e custos vinculadas, acima apresentados, os seguintes casos são considerados inelegíveis ao ressarcimento para o gerador por redução de geração decorrentes de eventos de indisponibilidade externa e de confiabilidade elétrica:

a) Usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS;
b) UHE Itaipu Binacional;
c) Usinas enquadradas no regime de cotas ou parcelas de garantia física correspondentes (Lei nº 12.783/2013); e
d) Parcelas de garantia física repactuada de usinas que aderiram à Repactuação do Risco Hidrológico, conforme regulação preconizada pela REN nº 1.009/2022.

174. A exclusão da UHE Itaipu Binacional deve-se ao seu regime jurídico e econômico próprios, distinto daquele aplicável aos demais empreendimentos hidrelétricos despachados centralizadamente. A energia destinada ao Brasil é objeto de sistemática específica de aquisição, comercialização e repasse, disciplinada pelo Tratado de Itaipu, pela Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, e pelo Decreto nº 11.027, de 31 de março de 2022. Nesse arranjo, os efeitos comerciais associados à produção ou a eventual frustração de geração não permanecem com a Itaipu Binacional enquanto exposição econômica própria, mas são refletidos na comercialização de sua energia e repassados às distribuidoras cotistas, com repercussão tarifária aos consumidores correspondentes dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

175. Já na vertente do consumidor, que assumiu o risco da geração conforme legislação e regulação aplicáveis (notadamente nos casos de Itaipu, cotistas e repactuadas), caberia ressarcimento devido ao *constrained-off* decorrente de indisponibilidades e de confiabilidade, na medida da assunção desses riscos.

III.5 – Do período transitório e início de vigência da nova norma

176. Sobre o início de vigência da nova norma, convém mencionar que o processo normativo, em regra, implica edição de uma nova resolução normativa ou com a alteração de uma norma existente, **com efeitos *ex-nunc***. Tendo em vista que esta iniciativa de regulação decorre de comando legal específico, entendeu-se oportuno consultar a Procuradoria-Geral junto à ANEEL sobre qual seria o marco legal aplicável.

177. A consulta foi concretizada por meio do Memorando nº 107/2026-SGM/ANEEL, destacando que o art. 9º da Lei º 15.269, de 24 de novembro de 2025, introduziu alterações na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, particularmente o art. 1º-B, de competência do Poder Concedente. Esse dispositivo estabeleceu compensação destinada à cobertura dos custos relativos tanto à indisponibilidade externa quanto ao atendimento de requisitos de confiabilidade elétrica para período compreendido entre 1º de setembro de 2023 e a entrada em vigor da referida Lei (25 de novembro de 2025), condicionada à celebração de termo de compromisso com o Poder Concedente.

178. Nesse contexto, a seguinte pergunta foi direcionada à Procuradoria: *"Há a possibilidade da ANEEL, ao revisar a Resolução Normativa nº 1.030/2022, retroagir seus efeitos à data de publicação da Lei 15.269/2025? Ou a revisão da Resolução Normativa nº 1.030/2022 deveria passar a ter efeito a partir da data da publicação do resultado dessa revisão, e até lá os dispositivos da atual Resolução Normativa nº 1.030/2022 permanecem disciplinando as compensações financeiras decorrentes dos cortes?"*

179. Conforme Parecer nº 00175/2026/PFANEEL/PGF/AGU, a Procuradoria respondeu que sim, seria juridicamente possível que a revisão da Resolução Normativa n. 1.030/2022 produzisse efeitos desde a data da publicação da Lei nº 15.269/2025, ainda que editada em momento posterior. Complementou, ainda, afirmando que se a própria Lei teria admitido nova disciplina para a indisponibilidade externa, abrindo espaço regulatório para hipóteses de confiabilidade elétrica, a interpretação de que todo o período compreendido entre 25/11/2025 e a publicação da revisão regulatória estaria submetida ao regime anterior poderia ser vista como hiato regulatório tendente ao esvaziamento parcial da eficácia imediata da Lei. Essa disposição respaldaria a fixação do marco de validade da Norma desde quando a Lei foi publicada, ao regulamento ter cumprido papel de efetivação de comando que teria validade desde então:

> 24. Sob esse enfoque, eventual regulamentação que venha a reconhecer critérios de compensação para eventos ocorridos após 25 de novembro de 2025 não estaria criando obrigação nova com efeitos retroativos, mas apenas estabelecendo os mecanismos necessários para a efetivação de comando legal já vigente.

180. Com efeito, entende-se que o processo normativo em questão culminaria com a alteração da norma existente desde o início de vigência da Lei nº 15.269/2025, em 25 de novembro de 2025. Contudo, considerando que há dispositivos explícitos na REN nº 1.030/2022 conferindo tratamento regulatório para diferentes tranches temporais de eventos de *constrained-off* de usinas eólicas e solar-fotovoltaicas (vide Títulos II e II-A), entende-se como mais adequado para operacionalização da presente revisão:

(i) manter os Títulos II e II-A da REN 1.030/2022, regulando os períodos que antecedem a publicação da Lei nº 15.269, de 25/11/2025; e,

(ii) incluir o Título II-B na REN 1.030/2022, de forma a contemplar o *constrained-off* de usinas eolioelétricas, solar fotovoltaicas e hidrelétricas, com vigência a partir publicação da Lei nº 15.269, de 25/11/2025.

181. Para acomodar a transição que se forma entre a data de publicação da Norma e o marco da Lei nº 15.269/2025, propõe-se que o Regulamento tenha vigência a partir de sua publicação, porém, com os mesmos efeitos espelhados no período transitório, compreendido entre 25/11/2025 e a data de publicação da norma, conforme o texto a seguir:

> Art. 20-P. Os eventos de restrição de operação por constrained-off ocorridos a partir da data de publicação da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, estarão sujeitos ao tratamento estabelecido nos arts. 20-L a 20-O desta Resolução.
>
> Parágrafo único. O disposto no *caput* terá efeitos econômicos a partir do marco temporal nele estabelecido e efeitos financeiros a partir da implantação dos dispositivos do Título II-B desta Resolução no CliqCCEE.

III.7 – Da dispensa de AIR

182. Avalia-se que esta proposta se enquadra tanto no art. 4º do Decreto nº 10.411/2020[30], quanto no art. 7º da Norma de Organização ANEEL nº 40[31]. Com efeito, propõe-se a dispensa de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para este processo, ao disciplinarem-se direitos ou obrigações definidos em instrumento legal superior ou em outras Resoluções Normativas e decisões da ANEEL que não permitem diferentes alternativas regulatórias. Sopesa-se também que a matéria tem caráter de urgência, haja vista os cortes incidentes nas usinas de geração.

III.8 – Da adequação dos Procedimentos de Rede e das Regras de Comercialização

183. Por meio do Memorando nº 25/2026-GDG/ANEEL[32], o Diretor-Geral da ANEEL solicitou a instrução do processo de regulamentação com a devida análise da alteração das Regras de Comercialização a serem aplicadas. Segundo o Memorando, tal medida viria no sentido de dar a devida segurança jurídica aos agentes de geração ao garantir a inexistência de hiato regulatório no período em que a regulamentação da ANEEL se encontrar em discussão, em plena conformidade com a Lei nº 15.269, de 2025.

184. Importante mencionar que o processo normativo é extenso e sequencial, composto de várias etapas, intrínsecos à jornada regulatória. Essas etapas ocorrem de forma sucessiva e encadeadas até que o processo normativo esteja concluso e a norma pronta para entrar no ordenamento jurídico a partir de sua publicação.

185. No caso da presente análise, de acordo com o Cronograma Referencial de Realização das Atividades Regulatórias[33], estão previstas as etapas de (i) instrução processual pela área técnica; (ii) apreciação e deliberação da Diretoria para a abertura de consulta pública; (iii) análise das contribuições apresentadas durante a consulta pública a ser aberta e conclusão da instrução processual pela área técnica; (iv) apreciação e deliberação do processo normativo pela Diretoria Colegiada da ANEEL; e, (iv) publicação do ato normativo.

186. A instrução dos processos relativos às alterações dos Procedimentos de Rede (PdRs) do ONS e das alterações das Regras de Comercialização (REGRAS) da CCEE geralmente inicia-se após a publicação do ato normativo. Isto porque tanto os PdRs, quanto as REGRAS, apenas detalham e operacionalizam os comandos normativos.

187. No caso do *constrained-off* de usinas eólicas e fotovoltaicas, já há versões de PdRs[34] e REGRAS[35] aprovados em atendimento aos comandos da REN 1030. Nestes casos, serão necessários ajustes aos referidos documentos do ONS e da CCEE para adequá-los às alterações do novo normativo. Contudo, como o *constrained-off* de usinas hidrelétricas ainda está em fase de tratamento regulatório original, não há PdRs e nem REGRAS aprovados. Neste caso, ONS e CCEE precisariam encaminhar proposta de alteração dos referidos documentos com conteúdo original.

188. Ocorre que, como a revisão dos Titulos II e II-A da REN 1030 e o tratamento regulatório da situação de *constrained-off* em usinas hidrelétricas ainda irão passar por etapa de consulta pública, não seria adequado, neste momento, abrir consulta pública conjunta para obter subsídios para a revisão/elaboração do normativo e para o aprimoramento de PdR e das REGRAS, uma vez que alterações conceituais significativas na minuta do normativo ainda podem ocorrer.

189. Assim, de forma a dar celeridade a esta etapa em atendimento à solicitação do Diretor-Geral da ANEEL por meio do Memorando nº 25/2026-GDG/ANEEL, sugere-se que o normativo contenha dispositivo que determine ao ONS e à CCEE o encaminhamento à ANEEL, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data de sua publicação, proposta de alteração nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização, contemplando o disposto na Resolução.

IV. **DO FUNDAMENTO LEGAL**

186. As argumentações expressas nesta Nota Técnica são fundamentadas nos seguintes instrumentos legais e regulatórios:

- Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973;
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;
- Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021;
- Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020;
- Decreto nº 11.027, de 31 de março de 2022;
- Resolução Normativa ANEEL nº 927, de 22 de março de 2021;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.009, de 22 de março de 2022;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.073, de 12 de setembro de 2023;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.109, de 10 de dezembro de 2024;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.158, de 2 de junho de 2026;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1.170, de 6 de outubro de 2026;
- Norma de Organização ANEEL nº 40, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.143, de 9 de dezembro de 2025;
- Procedimentos de Rede do ONS; e
- Regras de Comercialização da CCEE.

V. **DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO**

190. Considerando o exposto nesta Nota Técnica, conclui-se que deve ser instaurada Consulta Pública com vistas a colher subsídios para a minuta de ato normativo acerca da:

i. inclusão do Título II-B da Resolução Normativa ANEEL – REN nº 1.030, que estabelece procedimentos e critérios para apuração e pagamento de restrição de operação por *constrained-off* de usinas eolioelétricas, de centrais geradoras fotovoltaicas, e de usinas hidrelétricas, em razão da publicação da Lei nº 15.269, que alterou a Lei nº 10.848, com efeitos aplicados desde 25 de novembro de 2025; e

ii. inclusão de artigo estabelecendo que, para os eventos de restrição de operação ocorridos até 24 de novembro de 2025, os permanece válido o disposto no Título II e Título II-A da Resolução Normativa ANEEL – REN nº 1.030.

191. Recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica e da minuta de resolução normativa com as alterações propostas para o Diretor Relator do processo.

(Assinado digitalmente)
INDIRA REIS COELHO
Especialista em Regulação/SGM

(Assinado digitalmente)
BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Superintendente Adjunto

De acordo:

(Assinado digitalmente)
FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração
e do Mercado de Energia Elétrica

ANEXO I

1. Para estimar a geração mínima hidráulica e térmica, utilizou-se premissas dos Procedimentos de Rede, especialmente do Submódulo 4.5 (Programação Diária da Operação), calcado no despacho para atendimento do período de ponta.

> 2.1.1. Para a elaboração do programa diário da operação eletroenergética, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS toma por base os critérios descritos no Submódulo 2.4 – Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos e obtém as seguintes informações:
>
> [...]
>
> (b) [...]
>
> (2) despacho mínimo de geração das usinas termelétricas classificadas, conforme Submódulo 7.2 – Classificação da modalidade de operação de usinas, nas modalidades de operação Tipo I e Tipo IIA, para atendimento da carga e análise do desempenho do sistema em condição normal, ou caso necessário, em rede incompleta;
>
> [...]
>
> (i) características físicas dos aproveitamentos hidroelétricos, conforme Submódulo 3.8 – Atualização de dados técnicos dos aproveitamentos hidroelétricos, e características físico-operativas das usinas hidrelétricas e termelétricas, conforme Submódulo 3.3 – Planejamento da operação energética de médio prazo;
>
> [...]
>
> (k) restrições operativas hidráulicas de reservatórios consolidadas, conforme Submódulo 4.7 – Atualização de informações sobre restrições hidráulicas dos aproveitamentos hidroelétricos;

2. Nessa linha, a geração térmica mínima ($GT_{mín}$) é representada pelas usinas térmicas que estavam despachadas na ordem de mérito, em cada submercado, no patamar horário mais crítico do dia, isto é, na hora de maior carga líquida[36]. Para essas usinas, a geração verificada ao longo do dia compôs a $GT_{mín}$ do SIN, com as rampas de elevação e redução decorrendo do atendimento à ponta de carga[37]. O cálculo da $GT_{mín}$ incluiu apenas usinas tipo I e tipo II, que são usinas despachadas pelo ONS. As usinas Tipo III ficaram fora desta abordagem.

3. A geração hidráulica mínima ($GH_{mín}$) foi construída por usina e em base horária, a partir de dois limiares mínimos de geração. O primeiro decorre das unidades geradoras (UG) sincronizadas. O segundo decorre das vazões mínimas que cada usina deve respeitar. Em cada hora, prevaleceu o maior dos dois, partindo do pressuposto que a mobilização dos equipamentos se deu para atendimento à ponta de carga assim como foi feito no caso da geração térmica.

4. Na esteira desse raciocínio, o piso das unidades geradoras corresponde à geração das UG sincronizadas operando na potência mínima de cada máquina. Como o ONS não divulga o número de UG sincronizadas, esse número foi deduzido, em cada hora, da potência disponível sincronizada, informada no arquivo mensal "DISPONIBILIDADE_USINA" (campo "val_dispsincronizada"). Adotou-se o número de UG cuja soma das potências máximas, consideradas da maior para a menor máquina, mais se aproxima da potência sincronizada disponível. A potência mínima e a potência máxima de cada UG foram extraídas dos Cadastros de Dados Técnicos das usinas nos Procedimentos de Rede, Submódulo 5.11, item 2.1 (CD-CT). Para sete usinas cuja potência mínima varia com a altura de queda bruta (Tucuruí 1ª etapa, Salto Santiago, Três Marias, Nova Ponte, Emborcação, Jaguara e Xingó), adotou-se o valor correspondente à queda média do dia. O número de UG assim obtido foi limitado por dois valores derivados da geração verificada. Ele não pode ser inferior ao mínimo de UG capaz de produzir a geração verificada, nem superior ao máximo de UG, cuja soma das potências mínimas não a ultrapassa. O segundo limite exclui as UG que não poderiam estar gerando acima do mínimo. Para as usinas sem potência mínima cadastrada, adotou-se como piso a menor geração verificada no dia[38].

5. O piso de vazão corresponde à geração necessária para atender às vazões mínimas de cada usina. O dado de vazão mínima está disponível no Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas (CD-OR), Submódulo 5.11, item 2.3. Tais documentos podem sofrer alterações ao longo do ano devido aos usos múltiplos da água, porém as restrições vigentes ficam registradas também no arquivo "operuh.dat", dado de entrada do Dessem disponível no Sintegre. Esse arquivo traz, segregado por usina e por patamar horário, os limites de vazão turbinada mínima, defluência mínima e geração mínima, além de cota e rampas. Quando o CD-OR estabelecia vazão mínima superior à registrada no "operuh.dat", adotou-se o maior valor.

6. Para converter vazão em potência, utilizou-se o arquivo mensal "DADOS_HIDROLOGICOS_HO", que o ONS disponibiliza em base horária para as usinas representadas no Dessem. Em 2025, o arquivo abrangeu todas as usinas Tipo I, exceto Henry Borden (externa e subterrânea), e as usinas Tipo II-A, com exceção de Canastra e Suíça nos primeiros meses do ano. As usinas Tipo II-B e II-C não constam do arquivo. Desse arquivo foi extraída a vazão turbinada ("val_vazaoturbinada"). Conhecidas a vazão turbinada e a geração verificada no mesmo patamar horário, tem-se a produtividade de cada usina (MW por m³/s). Com ela, a vazão mínima é convertida na geração mínima correspondente. No caso da defluência mínima, descontou-se a vazão vertida verificada ("val_vazaovertida"), pois a água vertida já atende parte da defluência exigida.

7. O piso final de geração cada usina, em cada hora, é o maior valor entre o engolimento mínimo das UG e o piso de defluência mínima, limitado à geração verificada. Assim, a vazão mínima só acrescenta geração quando exige mais do que as UG sincronizadas produzem em seu mínimo, não havendo dupla contabilização. Em doze dias de 2025 analisados, um por mês, o piso de vazão superou o das UG em 16 a 41 usinas, concentradas nos grandes aproveitamentos dos rios Paraná, Madeira, Xingu e São Francisco, e acrescentou, em média, 5,7% ao piso total.

8. Por fim, a parcela da geração hidráulica acima do piso ($GH_{mín}$) foi reduzida apenas quando isso era possível sem provocar vertimento. Usinas a fio d'água, aqui interpretadas como aquelas que não constam do cadastro de reservatórios do ONS (arquivo "RESERVATORIOS"), não armazenam água e, por isso, toda a geração verificada acima do piso dessas usinas foi mantida. Nas usinas com reservatório, a redução foi admitida apenas quando a água não turbinada pudesse ser armazenada, com três condições:

I. a redução é bloqueada nas horas em que, até o fim do dia, a usina verteu água que poderia ter sido turbinada;

II. a elevação de nível resultante não pode ultrapassar a cota máxima do reservatório, sendo a conversão de volume em nível feita pela curva cota-área do arquivo "hidr.dat" (arquivo dos dados de entrada do Dessem);

III. devem ser respeitadas as rampas de variação definidas no "operuh.dat".

9. Na aplicação desse procedimento sobre os dados diários da operação em 2025, a geração verificada que não pôde ser reduzida pelas condições do parágrafo anterior compôs a parcela da geração de UHE_{EVT} potencial que foi de fato gerada. A outra parcela que completa a UHE_{EVT} potencial é proveniente dos cortes de geração hidráulica, resultantes em energia vertida turbinável (EVT), que foram registrados pelo ONS[39].

ANEXO II

10. Para explorar o procedimento do item III.3.6, apresenta-se a análise horária de quatro dias em diferentes períodos sazonais do ano: **pleno período úmido** (31/01/2025), **pleno período seco** (10/08/2025) e **transição entre períodos** (07/04/2025 e 03/10/2025), em que ocorreu restrição de geração eólica, fotovoltaica e hidrelétrica com potencial de vertimento turbinável motivada por indisponibilidade externa (REL), confiabilidade elétrica (CNF) e razão energética (ENE). Os registros do Operador foram confrontados com os resultados obtidos com a aplicação da abordagem desenvolvida nesta Nota Técnica.

Tabela 1 - Horários de maior carga líquida verificada no SIN e em cada submercado para os dias analisados.

Dia	SIN	SE/CO	Sul	Nordeste	Norte
31/01/2025	19h	19h	20h	22h	00h
07/04/2025	19h	19h	19h	21h	22h
10/08/2025	19h	18h	19h	18h	23h
03/10/2025	19h	18h	19h	22h	23h

I - Balanço de restrição de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento em 31/01/2025

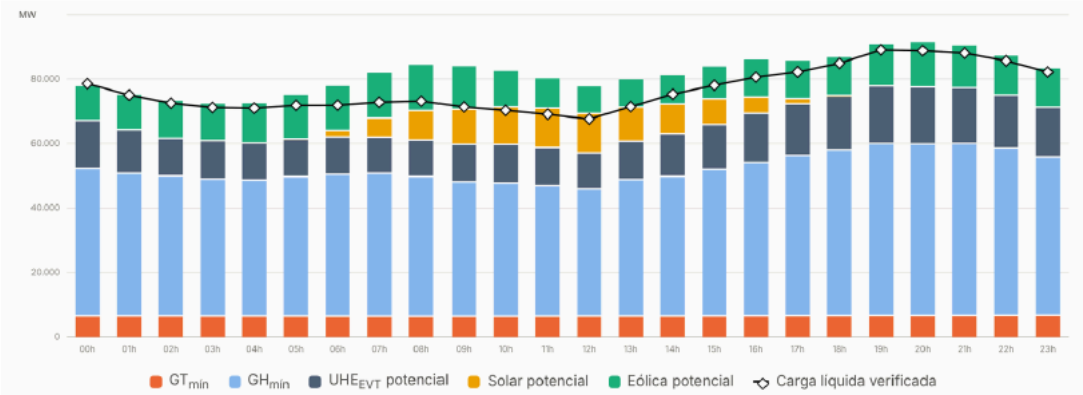


Figura 1 - Alocação energética potencial do bloco de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável no SIN em 31/01/2025.

11. Os dados do gráfico na Figura 1 deste Anexo são resultantes do procedimento anteriormente descrito para barra infinita, isto é, sem considerar restrições elétricas no processo. A geração potencial eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável (UHE_{EVT}), doravante denominado bloco potencial, só seria integralmente alocável na carga do SIN às 00h. Respeitando as premissas de geração $GH_{mín}$ e $GT_{mín}$, ocorreria sobreoferta de energia em 23 dos 24 patamares horários, de forma mais significativa entre 06h e 16h, com máximo de 12.643 MW às 09h. Mesmo às 19h, horário de maior carga líquida verificada do dia, a sobreoferta estimada é de 1.761 MW. O excedente de geração sobre a linha de carga líquida verificada é o montante de sobreoferta e não deve ser ressarcido aos geradores do bloco potencial.

12. Por outro lado, o montante de geração do bloco potencial abaixo da linha de carga líquida verificada pode ser alocado na carga, como ocorre às 00h, de modo que cortes de geração percebidos podem ser passíveis de ressarcimento se estiverem associados à confiabilidade elétrica ou à indisponibilidade externa. Nesse cenário, o montante de energia elétrica a ser ressarcido seria equivalente ao redespacho das demais fontes $(\Delta \mathrm{GH}_{\mathrm{min}}{}^{\max} + \Delta \mathrm{GT}_{\mathrm{min}}{}^{\max})$ $(\Delta \mathrm{GH}_{\mathrm{min}}{}^{max} + \Delta \mathrm{GT}_{\mathrm{min}}{}^{max})$ para além dos patamares estabelecidos na Figura 3, constante na Nota Técnica, seção III.3.6.1 (Metodologia para segregação entre restrição por sobreoferta e restrição por *constrained-off*), podendo ainda ser complementado por intercâmbio internacional líquido e folga de geração para atendimento à carga líquida do SIN (vide equação 2).

13. Para o ONS, que atualmente realiza a classificação durante a Operação em Tempo Real, a titulação das restrições ocorre em relação à geração potencial das usinas eólicas e fotovoltaicas em perspectiva individualizada. Para a parte hidráulica desse bloco, o ONS divulgou os dados de corte de geração de forma agregada por patamar semi-horário entre 2023 e 2025. Especificamente para o dia em comento, a Figura 2, abaixo, apresenta a classificação das restrições do bloco potencial em barras estratificadas pelas titulações possíveis – confiabilidade (CNF), indisponibilidade externa (REL) e razão energética (ENE) – versus o montante de sobreoferta de energia nos respectivos horários, estimados pelo procedimento apresentado (cenário contrafactual).

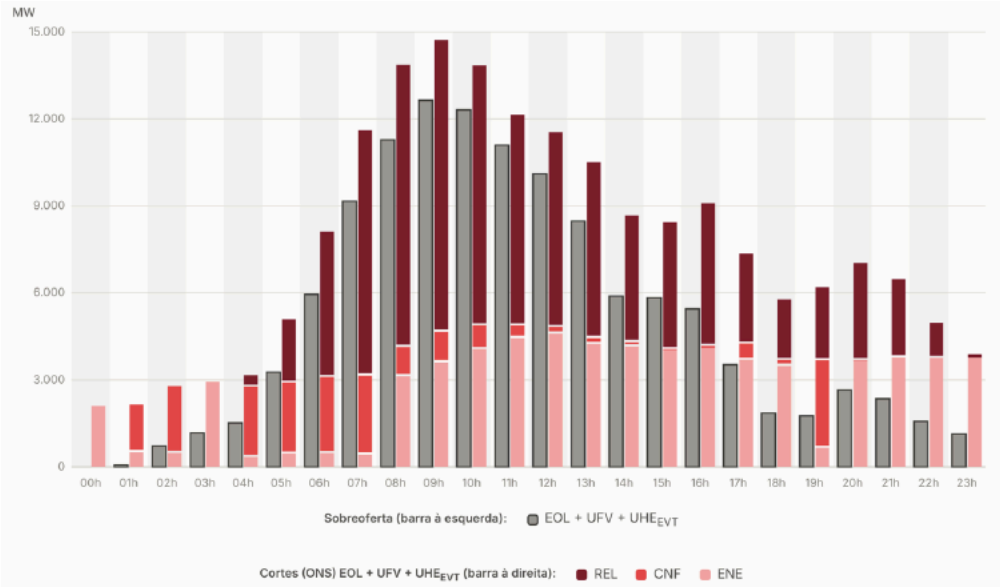


Figura 2 – Contrafactual da classificação das restrições de geração pelo ONS em relação ao montante estimado de sobreoferta no dia 31/01/2025.

14. Aprofundando a análise, vamos explorar os valores obtidos no patamar de 04h, em que a sobreoferta identificada a partir da Figura 2 corresponde a 1.518,9 MW (montante de energia do bloco potencial acima da carga líquida verificada). Nesse mesmo patamar horário, o Operador classificou os cortes de geração nesse mesmo bloco em 3.172,2 MW, sendo 2.421,4 MW como CNF, dos quais 2.420,9 MW correspondem à EVT por razão elétrica e 0,5 MW a cortes eólicos, 401,9 MW como REL, todos em usinas eólicas, e 348,9 MW como ENE, integralmente referentes à EVT.

$$Total\ de\ corte\ (ONS)\ =\ 3.172{,}2\ MW \quad (4)$$

$$Sobreoferta\ =\ 1.518{,}9\ MW \quad (5)$$

$$C-OFF\ =\ 3.172{,}2\ MW\ -\ 1.518{,}9\ MW\ =\ 1.653{,}3\ MW \quad (6)$$

15. No patamar horário analisado, os cortes classificados pelo ONS superam em 1.653,3 MW a sobreoferta estimada. Ao analisar os dados verificados de geração térmica e hidráulica na mesma janela horária, observa-se que a geração térmica sobe de 6.222,7 MW na mínima estimada para 6.861,7 MW na geração verificada, uma variação de 639,0 MW, e a geração hidráulica sobe de 50.919,1 MW na mínima estimada (GH_{min} somada à parcela gerada de usina com EVT potencial) para 52.370,9 MW na geração verificada, uma variação de 1.451,8 MW.

16. Ora, se a carga verificada foi atendida com geração térmica e hidráulica acima das mínimas estimadas, além de 12.194,0 MW de geração eólica verificada, então o redespacho térmico e hidráulico de 2.090,8 MW ocupou espaço que poderia ter sido alocado ao bloco potencial, descontada a exportação de 437,4 MW no mesmo patamar horário. Analisando da variação de geração térmica e hidráulica (verificada – mínima estimada), o balanço do patamar de 04h, com a aplicação da Equação (2), pode ser resumido da seguinte forma:

$$\Delta GT\ =\ 6.861{,}7\ MW\ -\ 6.222{,}7\ MW\ =\ 639{,}0\ MW \quad (7)$$

$$\Delta GH\ =\ 52.370{,}9\ MW\ -\ 50.919{,}1\ MW\ =\ 1.451{,}8\ MW \quad (8)$$

$$Interc\ (exportação)\ =\ 437{,}4\ MW \quad (9)$$

$$\delta\ =\ 0\ MW \quad (10)$$

$$C-OFFF\ =\ \Delta GT\ +\ \Delta GH\ +\ Importação\ -\ Exportação\ -\ \delta \quad (11)$$

$$C-OFF\ =\ 639{,}0\ MW\ +\ 1.451{,}8\ MW\ +\ 0\ MW\ -\ 437{,}4\ MW\ -\ 0\ MW\ =\ 1.653{,}4\ MW \quad (12)$$

17. Aplicando a regra adotada, em que a sobreoferta abate primeiro a restrição classificada como ENE e o restante abate CNF e REL, os 1.518,9 MW de sobreoferta cobrem integralmente os 348,9 MW de ENE e 1.170,0 MW dos 2.421,4 MW de CNF. Os 1.653,3 MW remanescentes, sendo 1.251,4 MW classificados como CNF e 401,9 MW como REL, correspondem ao *constrained-off* do patamar. Como o CNF desse horário é praticamente todo EVT por razão elétrica, a parcela de CNF do *constrained-off* recai sobre a geração hidráulica com vertimento turbinável, e a parcela de REL, sobre usinas eólicas. A diferença de 0,1 MW entre o balanço e a Equação (12) decorre de arredondamento.

18. Esse fechamento decorre diretamente das definições adotadas: a energia potencial eólica, fotovoltaica e UHEEVT é a soma da geração verificada com os cortes registrados; a carga líquida verificada é a soma das gerações térmica, hidráulica, eólica e fotovoltaica verificadas com o intercâmbio internacional líquido; e a sobreoferta é o excedente da soma de geração térmica e hidráulica mínima, com todo o bloco de energia potencial eólica, fotovoltaica e UHEEVT, acima da carga. Quando esse somatório fica abaixo da carga líquida ou igual a ela, a sobreoferta é nula e a diferença (folga) é descontada (vide Equação 2).

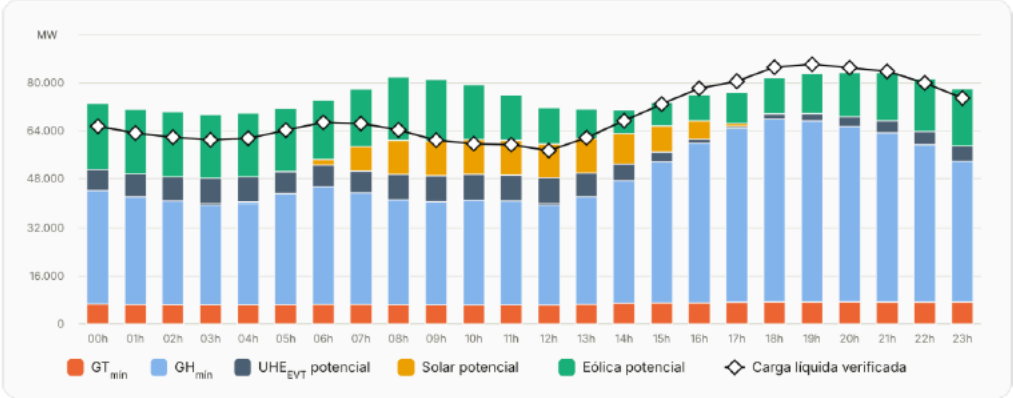
19. A estimativa final para o dia 31/01/2025 indicaria, nesses moldes, a parcela de restrição de geração em que não há sobreposição com sobreoferta de energia e, portanto, seria o devido *constrained-off* a ser pago aos geradores. Conforme Tabela 2, do total de 7.605,3 MWmed de restrição de geração no bloco potencial no dia, 4.993,9 MWmed (65,7%) são sobrepostos pela sobreoferta estimada e 2.055,9 MWmed (27,0%) corresponderiam ao *constrained-off* propriamente, sendo 1.736,7 MWmed (22,8%) de indisponibilidade externa (REL), condição dominante no dia, e 319,2 MWmed (4,2%) de confiabilidade elétrica (CNF). Os 555,5 MWmed (7,3%) restantes correspondem à classificação de corte de geração por motivo energético (ENE) que excede a sobreoferta.

Tabela 2 – Balanço da estimativa de sobreoferta e restrição de geração passível de ressarcimento em 31/01/2025.

Parcela	MWh no dia	MW médios	% do registrado
Total de corte (ONS) EOL+UFV + UHE_{EVT}	**182.527,1**	**7.605,3**	**100,0%**
ENE	66.982,0	2.790,9	36,7%
CNF	21.942,5	914,3	12,0%
REL	93.602,7	3.900,1	51,3%
Sobreoferta (EOL + UFV + UHE_{EVT})	**119.853,4**	**4.993,9**	**65,7%**
ENE	53.650,6	2.235,4	29,4%
CNF	14.281,1	595,0	7,8%
REL	51.921,7	2.163,4	28,4%
Constrained off	**49.342,4**	**2.055,9**	**27,0%**
CNF	7.661,3	319,2	4,2%
REL	41.681,0	1.736,7	22,8%
ENE excedente à Sobreoferta	**13.331,4**	**555,5**	**7,3%**

II – Balanço de restrição de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento em 07/04/2025

Figura 3 - Alocação energética potencial do bloco de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável no SIN em 07/04/2025.



20. Em 07/04/2025, uma segunda-feira, a carga líquida verificada do SIN variou entre 57.389 MW, às 12h, e 86.202 MW, às 19h, horário de maior carga líquida verificada do dia. Respeitando as premissas de geração $GH_{mín}$ e $GT_{mín}$, ocorreria sobreoferta de energia em 18 dos 24 patamares horários, das 00h às 15h e às 22h e 23h, com máximo de 20.330 MW às 09h. A sobreoferta aparece já na madrugada: entre 00h e 05h, a eólica potencial, entre 21,0 GW e 22,1 GW, somada à UHE_{EVT} potencial, entre 6,9 GW e 8,5 GW, levaria o empilhamento a superar a carga líquida verificada em 7,2 GW a 8,5 GW. Entre 08h e 12h, com a solar potencial acima de 11 GW, a sobreoferta passaria de 14 GW.

21. Por outro lado, das 16h às 21h, toda a geração potencial eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável seria energeticamente alocável na carga do SIN, o que inclui o horário de maior carga líquida verificada, às 19h.

22. A Figura 4 apresenta, para o mesmo dia, a classificação das restrições do bloco potencial em barras estratificadas pelas titulações possíveis – confiabilidade (CNF), indisponibilidade externa (REL) e razão energética (ENE) – *versus* o montante de sobreoferta de energia nos respectivos horários, estimados pelo procedimento apresentado (cenário contrafactual).

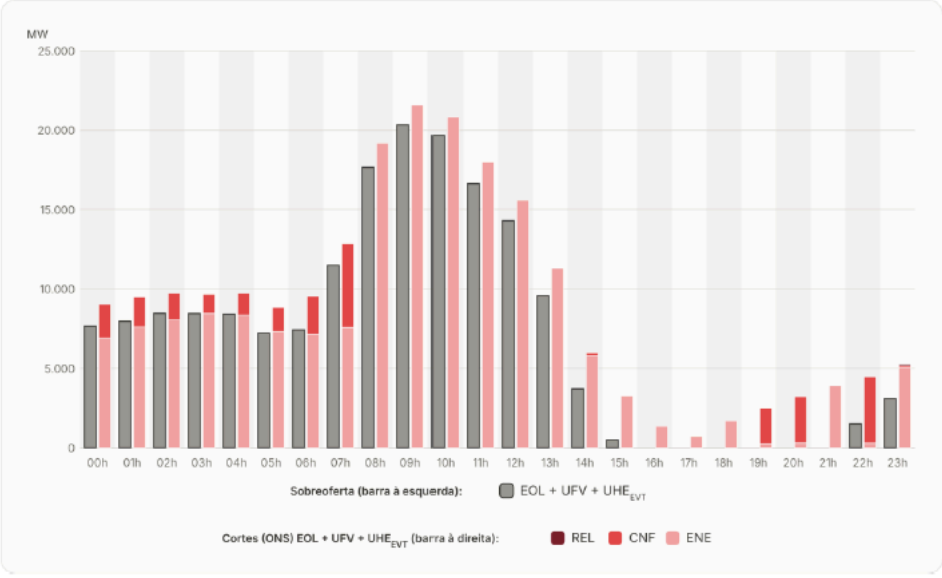


Figura 4 – Contrafactual da classificação das restrições de geração pelo ONS em relação ao montante estimado de sobreoferta no mesmo dia (07/04/2025).

23. Em 07/04/2025, as restrições do bloco potencial somaram 217.537,7 MWh, dos quais 190.646,8 MWh classificados como ENE (87,6%), 26.788,5 MWh como CNF (12,3%) e 102,4 MWh como REL. O ENE se divide em 55.923,4 MWh de cortes eólicos e fotovoltaicos e 134.723,4 MWh de energia vertida turbinável. A UHE_{EVT} somou 143.942,5 MWh no dia, dos quais 9.219,1 MWh de razão elétrica, classificados como CNF, às 19h, 20h e 22h. Os demais 17.569,4 MWh de CNF são cortes

eólicos e fotovoltaicos, quase todos entre 00h e 07h (17.329,9 MWh); o único registro de REL, de 102,4 MWh, ocorre às 23h. Nos patamares com sobreoferta, o montante restringido supera a sobreoferta estimada em todos os horários, com diferenças entre 1.155 MW (10h) e 2.951 MW (22h). Entre 08h e 13h e às 15h, toda a restrição foi classificada como ENE. Entre 00h e 07h, a sobreoferta supera o ENE registrado em quase todas as horas (exceto 03h e 05h) e cobre parte do CNF, mas 11.589,5 MWh de CNF ficam acima da sobreoferta.

24. Analisa-se o patamar horário de 08h, início do bloco de maior sobreoferta do dia. Nesse patamar, a sobreoferta identificada a partir da Figura 4 corresponde a 17.667,9 MW, ao passo que o Operador classificou os cortes de geração no bloco potencial em 19.174,2 MW, todos por razão energética (ENE), sendo 8.496,3 MW de energia vertida turbinável e 10.677,9 MW de cortes eólicos e fotovoltaicos.

$$\textit{Total de corte (ONS)} = 19.174{,}2\ \textit{MW} \quad (13)$$
$$\textit{Sobreoferta} = 17.667{,}9\ \textit{MW} \quad (14)$$
$$\textit{Corte} - \textit{Sobreoferta} = 19.174{,}2\ \textit{MW} - 17.667{,}9\ \textit{MW} = 1.506{,}3\ \textit{MW} \quad (15)$$

25. A restrição registrada pelo ONS estaria, portanto, 1.506,3 MW acima da sobreoferta estimada. Na mesma janela horária, a geração térmica verificada ficou 76,7 MW acima da mínima estimada (6.517,3 MW frente a 6.440,6 MW) e a geração hidráulica subiu de 34.526,3 MW, na geração mínima estimada ($GH_{mín}$ somada à hidráulica mantida para não verter), para 35.955,9 MW na geração verificada, uma variação de 1.429,6 MW. Com a carga líquida verificada de 64.303,1 MW, a geração eólica e fotovoltaica verificada no SIN foi de 21.829,9 MW, frente a 32.507,8 MW disponíveis (11.379,7 MW solar e 21.128,1 MW eólica). Não houve intercâmbio internacional. O balanço do patamar de 08h pode ser resumido da seguinte forma:

Análise da variação de geração térmica e hidráulica (verificada – mínima estimada):

$$\Delta GT = 6.517{,}3\ \textit{MW} - 6.440{,}6\ \textit{MW} = 76{,}7\ \textit{MW} \quad (16)$$
$$\Delta GH = 35.955{,}9\ \textit{MW} - 34.526{,}3\ \textit{MW} = 1.429{,}6\ \textit{MW} \quad (17)$$
$$\textit{Interc} = 0\ \textit{MW} \quad (18)$$
$$\delta = 0\ \textit{MW} \quad (19)$$
$$\textit{Corte} - \textit{Sobreoferta} = \Delta GT + \Delta GH + \textit{Importação} - \textit{Exportação} - \delta \quad (20)$$
$$\textit{Corte} - \textit{Sobreoferta} = 76{,}7\ \textit{MW} + 1.429{,}6\ \textit{MW} + 0\ \textit{MW} - 0\ \textit{MW} - 0\ \textit{MW} = 1.506{,}3\ \textit{MW} \quad (21)$$

26. Toda a restrição do patamar de 08h foi classificada como ENE, e a parcela que excede a sobreoferta (1.506,3 MW) corresponde a ENE excedente à sobreoferta, não passível de pagamento. Não há *constrained-off* no patamar horário de 08h. Na hora anterior, às 07h, o quadro era outro: 5.250,1 MW de cortes eólicos e fotovoltaicos foram classificados como CNF, dos quais 1.338,1 MW ficaram acima da sobreoferta estimada (11.491,8 MW) e corresponderiam a *constrained-off*.

27. O balanço final para o dia 07/04/2025 indicaria, nesses moldes, a parcela de restrição de geração em que não há sobreposição com sobreoferta de energia e, portanto, seria o devido *constrained-off* a ser pago aos geradores. Do total de 217.537,7 MWh (9.064,1 MWmed) de restrição de geração no bloco potencial registrado no dia, 174.096,5 MWh (7.254,0 MWmed; 80,0%) se sobrepõem à sobreoferta estimada, sendo 167.159,1 MWh classificados pelo ONS como ENE e 6.937,4 MWh como CNF, e 19.953,5 MWh (831,4 MWmed; 9,2%) corresponderiam ao *constrained-off* propriamente, sendo 19.851,1 MWh classificados como CNF (11.589,5 MWh entre 00h e 07h; 8.036,8 MWh às 19h, 20h e 22h, em que predomina a energia vertida turbinável de razão elétrica; e 224,8 MWh às 14h e 23h) e 102,4 MWh como REL, às 23h. Os 23.487,7 MWh (978,7 MWmed; 10,8%) restantes correspondem à classificação por motivo energético (ENE) que excede a sobreoferta.

Tabela 3 – Balanço da estimativa de sobreoferta e restrição de geração passível de ressarcimento em 07/04/2025.

Parcela	MWh no dia	MW médios	% do registrado
Total de corte (ONS) EOL+UFV + UHE_{EVT}	**217.537,7**	**9.064,1**	**100,0%**
ENE	190.646,8	7.943,6	87,6%
CNF	26.788,5	1.116,2	12,3%
REL	102,4	4,3	0,0%
Sobreoferta (EOL + UFV + UHE_{EVT})	**174.096,5**	**7.254,0**	**80,0%**
ENE	167.159,1	6.965,0	76,8%
CNF	6.937,4	289,1	3,2%
REL	0,0	0,0	—
Constrained off	**19.953,5**	**831,4**	**9,2%**
CNF	19.851,1	827,1	9,1%
REL	102,4	4,3	0,0%
ENE excedente à Sobreoferta	**23.487,7**	**978,7**	**10,8%**

III – Balanço de restrição de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento em 10/08/2025

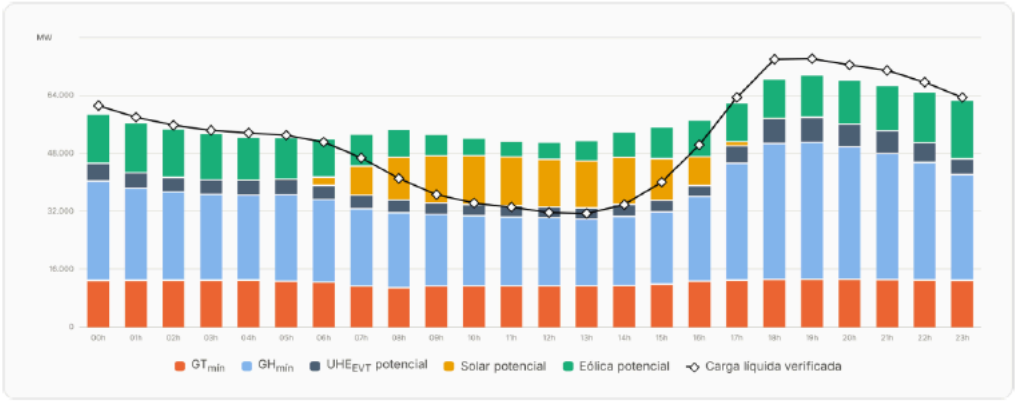


Figura 5 - Alocação energética potencial do bloco de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável no SIN em 10/08/2025.

28. Em 10/08/2025, um domingo, a carga líquida verificada do SIN apresentou um vale profundo no meio do dia, chegando a 31.369 MW às 13h, contra 74.144 MW às 19h, horário de maior carga líquida verificada do dia (Tabela 4). Respeitando as premissas de geração $GH_{mín}$ e $GT_{mín}$, ocorreria sobreoferta de energia em 11 dos 24 patamares horários, entre 06h e 16h, de forma mais significativa entre 08h e 15h, com máximo de 19.988 MW às 13h. Nesse intervalo, a geração térmica e hidráulica mínima, somada à UHE_{EVT} potencial, já ficaria próxima da carga líquida verificada, de modo que praticamente todo o bloco potencial eólico e fotovoltaico seria excedente.

29. Por outro lado, das 00h às 05h e das 17h às 23h, toda a geração potencial eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável seria energeticamente alocável na carga do SIN, o que inclui o horário de maior carga líquida verificada, às 19h.

30. A Figura 6 apresenta, para o mesmo dia, a classificação das restrições do bloco potencial em barras estratificadas pelas titulações possíveis – confiabilidade (CNF), indisponibilidade externa (REL) e razão energética (ENE) – *versus* o montante de sobreoferta de energia nos respectivos horários, estimados pelo procedimento apresentado (cenário contrafactual).

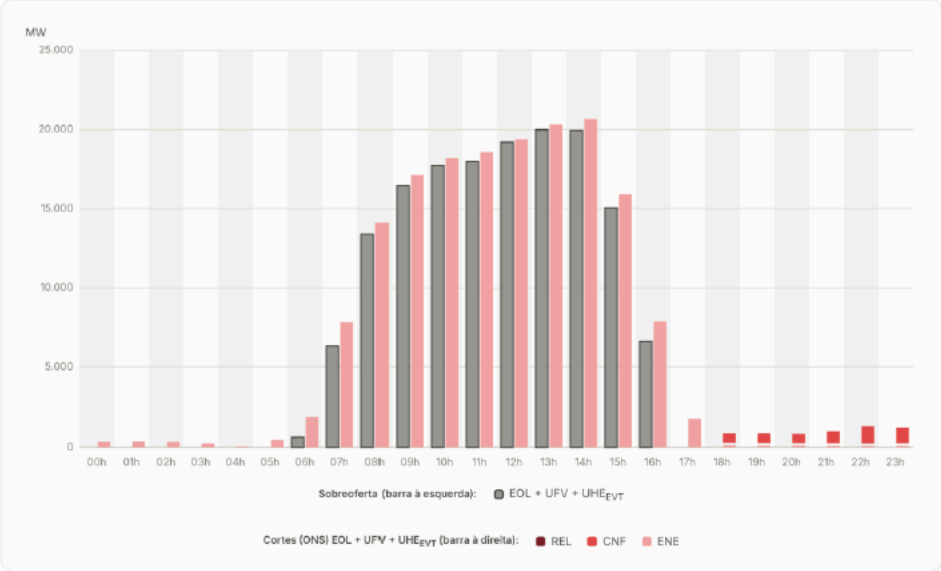


Figura 6 – Contrafactual da classificação das restrições de geração pelo ONS em relação ao montante estimado de sobreoferta no mesmo dia (10/08/2025).

31. Ao contrário dos demais dias analisados, em 10/08/2025 as restrições foram classificadas quase integralmente por razão energética: 166.550,5 MWh de ENE (96,8% do total registrado), dos quais 145.038,5 MWh de cortes eólicos e fotovoltaicos e 21.512,0 MWh de energia vertida turbinável, toda ela de razão energética no dia. A classificação CNF (5.543,5 MWh; 3,2%) ocorre apenas entre 18h e 23h, quando não há sobreoferta, e há um único registro de REL, de 1,6 MWh às 06h. Nos patamares com sobreoferta, o montante restringido supera a sobreoferta estimada em todos os horários, com diferenças entre 185 MW (12h) e 1.519 MW (07h), sempre classificadas como ENE.

32. Aprofundando a análise, vamos explorar os valores obtidos no patamar horário de 13h, de maior sobreoferta do dia. Nesse patamar, a sobreoferta identificada a partir da Figura 6 corresponde a 19.987,5 MW (montante de energia do bloco potencial acima da carga líquida verificada), ao passo que o Operador classificou os cortes de geração nesse mesmo bloco em 20.312,7 MW, todos por razão energética (ENE), sendo 1.941,1 MW de energia vertida turbinável.

$$\textit{Total de corte (ONS)} = 20.312{,}7\ \textit{MW} \quad (22)$$

$$\textit{Sobreoferta} = 19.987{,}5\ \textit{MW} \quad (23)$$

$$\textit{Corte} - \textit{Sobreoferta} = 20.312{,}7\ \textit{MW} - 19.987{,}5\ \textit{MW} = 325{,}2\ \textit{MW} \quad (24)$$

33. No patamar horário analisado, a restrição registrada pelo ONS estaria 325,2 MW acima da sobreoferta estimada. Ao analisar os dados verificados de geração térmica e hidráulica na mesma janela horária, observa-se que a geração térmica verificada ficou 178,9 MW acima da mínima estimada (11.401,9 MW frente a 11.223,0 MW) e que a geração hidráulica subiu de 19.580,0 MW, na geração mínima estimada ($GH_{mín}$ somada à hidráulica mantida para não verter), para 20.059,5 MW na geração verificada, uma variação de 479,5 MW no $GH_{mín}$. Com a carga líquida verificada de 31.368,7 MW, a geração eólica e fotovoltaica verificada no SIN foi de apenas 240,5 MW, frente a 18.612,1 MW disponíveis (12.951,8 MW solar e 5.660,3 MW eólica). Houve, ainda, exportação de 333,3 MW para a Argentina. O balanço do patamar de 13h pode ser resumido da seguinte forma:

Análise da variação de geração térmica e hidráulica (verificada – mínima estimada):

$\Delta GT = 11.401{,}9\ MW - 11.223{,}0\ MW = 178{,}9\ MW$ (25)

$\Delta GH = 20.059{,}5\ MW - 19.580{,}0\ MW = 479{,}5\ MW$ (26)

$Interc\ (exportação) = 333{,}3\ MW$ (27)

$\delta = 0\ MW$ (28)

$Corte - Sobreoferta = \Delta GT + \Delta GH + Importação - Exportação - \delta$ (29)

$Corte - Sobreoferta = 178{,}9\ MW + 479{,}5\ MW + 0\ MW - 333{,}3\ MW - 0\ MW = 325{,}1\ MW$ (30)

34. A diferença de 0,1 MW em relação ao valor de 325,2 MW decorre de arredondamento. Como toda a restrição do patamar foi classificada como ENE, a parcela que excede a sobreoferta (325,2 MW) não constitui *constrained-off*: corresponde a ENE excedente à sobreoferta, que não é passível de pagamento por não ocorrer em razão de restrição elétrica. Não há, portanto, *constrained-off* no patamar horário de 13h.

Tabela 4 – Balanço da estimativa de sobreoferta e restrição de geração passível de ressarcimento em 10/08/2025.

Parcela	MWh no dia	MW médios	% do registrado
Total de corte (ONS) EOL+UFV + UHE_{EVT}	**172.095,6**	**7.170,7**	**100,0%**
ENE	166.550,5	6.939,6	96,8%
CNF	5.543,5	231,0	3,2%
REL	1,6	0,1	0,0%
Sobreoferta (EOL + UFV + UHE_{EVT})	**153.315,0**	**6.388,1**	**89,1%**
ENE	153.315,0	6.388,1	89,1%
CNF	0,0	0,0	—
REL	0,0	0,0	—
Constrained off	**5.545,1**	**231,0**	**3,2%**
CNF	5.543,5	231,0	3,2%
REL	1,6	0,1	0,0%
ENE excedente à Sobreoferta	**13.235,5**	**551,5**	**7,7%**

IV – Balanço de restrição de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento em 03/10/2025

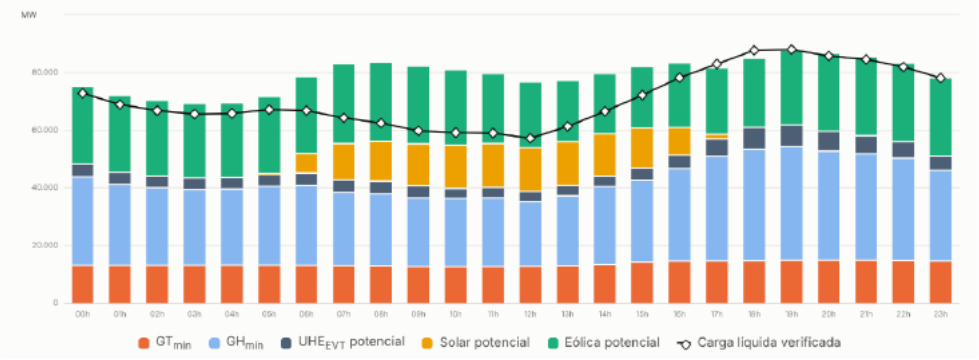


Figura 7 - Alocação energética potencial do bloco de geração eólica, fotovoltaica e hidráulica com vertimento turbinável no SIN em 03/10/2025.

35. Respeitadas as mesmas premissas de geração térmica e hidráulica mínima sem produzir vertimento, em 03/10/2025 a sobreoferta de energia ocorre em 20 dos 24 patamares horários, de forma mais significativa entre 06h e 16h, com máximo de 20.035 MW às 09h. Apenas às 17h, 18h, 19h e 23h, toda a geração potencial disponível eólica e fotovoltaica seria energeticamente alocável na carga do SIN, o que inclui o horário de maior carga líquida verificada do dia, às 19h (Tabela 1).

36. A Figura 8 apresenta, para o mesmo dia, a classificação das restrições de geração eólica e fotovoltaica pelo ONS em relação ao montante estimado de sobreoferta. Note-se que as restrições foram classificadas quase integralmente como CNF (254.750 MWh, 99,9% do total registrado), com registros pontuais de REL (indisponibilidade externa) às 06h, 07h e 12h (358 MWh). O montante restringido supera a sobreoferta estimada em todos os patamares horários, com diferenças entre 1.893 MW (12h) e 6.364 MW (20h).

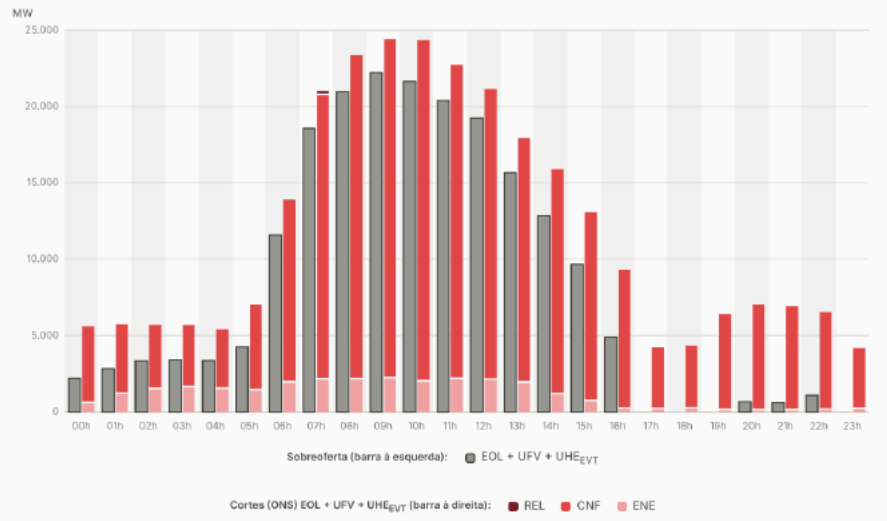


Figura 8 – Contrafactual da classificação das restrições de geração pelo ONS em relação ao montante estimado de sobreoferta no mesmo dia (03/10/2025).

37. O patamar de 19h, horário de maior carga líquida verificada do dia, ilustra uma situação em que não há sobreoferta:

$$Total\ de\ corte\ (ONS) = 6.333\ MWmed \quad (31)$$
$$Sobreoferta = 0\ MWmed \quad (32)$$
$$C - OFF = 6.333\ MWmed \quad (33)$$

38. Nesse horário, a soma da geração térmica e hidráulica mínima com toda a geração eólica e fotovoltaica disponível (87.367 MW) fica 574 MW abaixo da carga líquida verificada (87.941 MW), de modo que toda a restrição registrada recai sobre geração que poderia ter sido alocada na carga. Na operação verificada, a geração térmica ficou 3 MW acima da mínima estimada (14.601 MW frente a 14.598 MW), a geração hidráulica subiu de 46.860 MW, geração mínima estimada, para 53.039 MW na geração verificada, uma variação de 6.179 MW, e houve importação de 725 MW. Esses 6.907 MW cobriram os 6.333 MW de geração eólica e fotovoltaica restringida e os 574 MW que ainda faltariam para atender à carga mesmo com toda a geração eólica e fotovoltaica disponível: 3 MW + 6.179 MW + 725 MW – 574 MW = 6.333 MW. Em síntese:

$\Delta GT = 14.601\ MW - 14.598\ MW = 3\ MW$ (34)
$\Delta GH = 53.039\ MW - 46.860\ MW = 6.179\ MW$ (35)
$Interc\ (importação) = 725\ MW$ (36)
$\delta\ (carga\ líquida - empilhamento) = 87.941\ MW - 87.367\ MW = 574\ MW$ (37)
$C\text{-}OFF = \Delta GT + \Delta GH + Importação - Exportação - \delta$ (38)
$C\text{-}OFF = 3\ MW + 6.179\ MW + 725\ MW - 574\ MW = 6.333\ MW$ (39)

39. O balanço final para o dia 03/10/2025 indicaria, nesses moldes, a parcela de restrição de geração em que não há sobreposição com sobreoferta de energia e, portanto, seria o devido *constrained-off* a ser pago aos geradores. Do total de 11.748,1 MWmed de restrição do bloco potencial registrado no dia, 8.308,3 MWmed (70,7%) se sobrepõe à sobreoferta estimada, 3.414,7 MWmed (29,1%) corresponderia ao *constrained-off* e 25,1 MWmed seria o montante não ressarcido por corte energético.

Tabela 5 – Balanço da estimativa de sobreoferta e restrição de geração passível de ressarcimento em 03/10/2025.

Parcela	MWh no dia	MW médios	% do registrado
Total de corte (ONS) EOL+UFV + UHE$_{EVT}$	**281.954,3**	**11.748,1**	**100,0%**
ENE	26.846,3	1.118,6	9,5%
CNF	254.749,6	10.614,6	90,4%
REL	358,4	14,9	0,1%
Sobreoferta (EOL + UFV + UHE$_{EVT}$)	**199.398,9**	**8.308,3**	**70,7%**
ENE	26.244,9	1.093,5	9,3%
CNF	173.154,0	7.214,8	61,4%
REL	0,0	0,0	—
Constrained off	**81.954,0**	**3.414,7**	**29,1%**
CNF	81.595,6	3.399,8	28,9%
REL	358,4	14,9	0,1%
ENE excedente à Sobreoferta	**601,4**	**25,1**	**0,2%**

ANEXO III

40. Seguindo essa metodologia, o resultado estimado mensal da reclassificação para o ano de 2025 está apresentado na Tabela 6, em que está discriminado o impacto da aplicação do procedimento do item III.3.6 para cada enquadramento de restrição de geração.

Tabela 6 – Resultado mensal da classificação dos cortes de geração, em GWh, de acordo com o ONS e com a ANEEL.

	ENE		CNF		REL	
Mês	Original (ONS)	Ajustada (ANEEL)	Original (ONS)	Ajustada (ANEEL)	Original (ONS)	Ajustada (ANEEL)
Janeiro	1.534,4	1.757,6	102,3	71,1	536,9	344,8
Fevereiro	3.668,0	5.619,5	877,4	378,0	2.617,7	1.165,6
Março	3.789,6	4.456,8	1.360,3	764,3	167,3	96,2
Abril	3.135,1	3.421,6	657,5	371,2	25,3	25,1
Maio	4.881,5	5.132,2	473,7	290,7	267,8	200,2
Junho	2.735,4	3.301,7	629,8	259,9	333,2	136,8
Julho	3.076,7	4.130,4	1.143,6	261,7	211,7	40,0
Agosto	3.023,7	4.264,5	1.618,1	493,6	271,9	155,5
Setembro	3.691,8	4.861,0	1.889,3	810,1	217,2	127,2
Outubro	4.164,5	5.798,9	2.842,3	1.264,6	202,5	145,7
Novembro	3.600,8	4.171,6	1.055,6	513,2	130,2	101,7
Dezembro	2.536,2	2.757,3	665,6	460,6	64,6	48,5
2025	**39.837,8**	**49.673,1**	**13.315,4**	**5.939,1**	**5.046,3**	**2.587,3**

[1] Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm

[2] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20257030.pdf

[3] Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-7.157-de-8-de-setembro-de-2026-731039539

[4] Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2026148.pdf

[5] Disponível em: https://leis.org/aneel/lei/despacho/2026/1669/despacho-n-1669-2026-decide-i-conhecer-e-no-merito-dar-parcial-provimento-ao-pedido-de-medida-cautelar-impetrado-pela-associacao/?termo=1669%2F2026
Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2026148.pdf

[6] Disponível em: https://leis.org/aneel/lei/despacho/2026/1816/despacho-n-1816-2026-decide-conhecer-e-no-merito-negar-provimento-ao-pedido-de-reconsideracao-interposto-pela-new-energy-options-geracao-de/?termo=1816%2F2026

[7] SEI nº 0376233.

[8] SEI nº 0395736.

[9] Disponível em: https://leis.org/aneel/lei/portaria-do-ministerio-de-minas-e-energia/2026/140/portaria-do-ministerio-de-minas-e-energia-n-140-2026-estabelece-as-diretrizes-para-a-operacionalizacao-da-compensacao-dos-custos-decorrentes-de-cortes-de-geracao-de-usinas-eolicas-e-solares-fotovoltaicas-de-que-trata-o-1-b-da-lei-n-10848-de-15-de-marco-de/?termo=140

[10] SEI nº 0430172.

[11] SEI nº 48500.024924/2026-34

[12] SEI nº 0452812.

[13] Página 3 do Relatório de Auditoria Operacional - TC 008.415/2025-0, de 28/08/2026, da AudElétrica/TCU.

[14] SEI nº 0460678, Processo SEI nº 48500.027383/2026-04.

[15] SEI nº 0467505, Processo SEI nº 48500.028329/2026-78.

[16] Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm

[17] Consulta Pública do MME nº 210 de 31/12/2025 – "Compensação por cortes de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conforme previsto no art. 1º-B da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004".

[18] Dispositivo similar relativo à UFVs consta no inciso I do art. 20-B e §º do 20-D da REN ANEEL nº 1.030/2022.

[19] Memorando nº 107/2026-SGM/ANEEL.

[20] Ressalta-se que está em curso na Agência, conforme Processo nº 48500.033896/2025-65, avaliação de proposta do ONS de alteração dos Procedimentos de Rede, incluindo alterações relacionadas às atuais classificações das modalidades de despacho. De todo modo, as alterações ali propostas não alteram, em princípio, o escopo pretendido na presente análise, qual seja, usinas despachadas ou programadas centralizadamente pelo ONS, cabendo apenas adequar, caso necessário, eventuais alterações das denominações ao final daquela discussão.

[21] Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=SNrUfdFy&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=4051&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.acti

[22] Manual de Procedimentos da Operação.

[23] Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-1.170-de-6-de-outubro-de-2026-737462879

[24] Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização.

[25] Para aprofundamento da questão, vide Voto da Relatora que culminou na REN nº 1.170/2026, notadamente trecho conformado pelos parágrafos 281 a 290.

[26] Carta CTA-ONS DGL 1218/2025, de 11 de agosto de 2025 (SEI nº 48500.025154/2025-66).

[27] Vide novamente a Carta CTA-ONS DGL 1218/2025, de 11 de agosto de 2025 (SEI nº 48500.025154/2025-66).

[28] Eventuais imprecisões quanto à indisponibilidade de registros e motivos de inflexibilidade hidráulica nos dias analisados; cálculos dos limites sistêmicos e das respectivas inequações; violações monitoradas nos subsistemas e em interligações; identificação das usinas despachadas para exportação; e quantidade de unidades geradoras sincronizadas como gerador, por usina e por hora.

[29] O PLDx é definido no Título IV, Capítulo I, da REN 1.030/2022. Maiores detalhes podem ser consultados na instrução administrativa correlata.

[30] Decreto nº 10.411/2020: "*Art. 4º A AIR poderá ser dispensada, desde que haja decisão fundamentada do órgão ou da entidade competente, nas hipóteses de:*
I - urgência;
II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;"
Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10411.htm

[31] Norma de Organização ANEEL nº 40: "*Art. 7º A AIR poderá ser dispensada mediante decisão fundamentada da Diretoria nas hipóteses de:*
.....
III – edição de ato normativo que:
a) discipline direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias;"
Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20251143.pdf

[32] SEI nº 0376233.

[33] Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiYWJlYzViNGEtZWZlOC00NmY2LTkwMDEtMTI0ODg1ZTM0MmE1IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9

[34] Despachos nº 1.693, de 24/06/2022, e nº 3.806, de 16/12/2024.

[35] Resoluções Normativas ANEEL nº 1.109, de 10/12/2024, e nº 1.158, de 02/06/2026.

[36] A variável que desconsidera carga atendida por MMGD e usinas tipo III) verificada do submercado.

[37] Esses valores foram obtidos a partir do arquivo "Dados_Geracao_ho_DESSEMxPDPxVerificado_AAAA-MM", em que o ONS distingue a geração por usina e a modalidade de operação (tipo I, II e III).

[38] Exemplo: Uma usina tem 4 UG, cada qual com 100 MW de potência máxima e 40 MW de mínima. Em uma hora, a potência sincronizada é de 400 MW e a geração verificada de 100 MW. Pela potência sincronizada, o número deduzido é 4 UG. O limite inferior é 1 UG, porque 100 MW correspondem a uma máquina. O limite superior é 2 UG: duas no mínimo somam 80 MW, que fica abaixo de 100 MW. Três no mínimo somariam 120 MW, acima do verificado. Como 4 UG passa do limite superior, adota-se 2 UG, e o piso fica em 80 MW.

[39] https://dados.ons.org.br/dataset/classificacao-evt

Documento assinado eletronicamente por **Felipe Alves Calabria**, **Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica**, em 13/11/2026, às 19:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Indira Reis Coelho**, **Especialista em Regulação**, em 13/11/2026, às 19:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Bruno Goulart De Freitas Machado**, **Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica**, em 13/11/2026, às 19:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0507205** e o código CRC **8FB58DC4**.

Referência: Processo nº 48500.016776/2026-84 SEI nº 0507205