

GRUPO I – CLASSE ____ – Plenário
TC 031.988/2023-7

Natureza: Representação

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS).

Representação legal: Fabiano Augusto Martins Silveira (31.440/OAB-DF) e Isis Negraes Mendes de Barros (66.052/OAB-DF), representando Associação Brasileira de Energia Eólica - Abeolica; Marcos Serejo de Paula Pessoa (52806/OAB-DF), Samuel Batista de Camargos Junior (77288/OAB-DF) e outros, representando Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - Absolar.

SUMÁRIO: REPRESENTAÇÃO. FALHAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. PROCEDÊNCIA. DETERMINAÇÃO.

RELATÓRIO

Transcrevo a seguir, nos termos do art. 1º, § 3º, inciso I, da Lei nº 8.443/92, a instrução lavrada no âmbito da Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (peça 105), cujas conclusões contaram com a anuência do corpo diretivo daquela unidade técnica (peças 106 e 107).

“INTRODUÇÃO

1. *Cuidam os autos de Representação formulada pelo Ministério Público Junto ao Tribunal de Contas da União (MPTCU), por meio do Subprocurador-Geral Lucas Rocha Furtado, com o objetivo de que este Tribunal analise as causas e os desdobramentos da perturbação no Sistema Interligado Nacional (SIN) que afetou grande parte do país em 15/8/2023. A Representação foi conhecida pelo Acórdão 306/2024-TCU-Plenário que determinou a apuração do evento.*

EXAME TÉCNICO

2. *A presente fiscalização apura as causas, os desdobramentos e as ações adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a respeito da perturbação no SIN que ocasionou o blecaute do dia 15/8/2023 em todas as regiões do país, levando à perda de cerca de 35% da carga total do SIN entre 8h30 e 8h40 (peça 2), e que só foi plenamente reestabelecida às 14h49 (peça 15, p. 15).*

3. *O relatório à peça 29 explica em detalhes os principais conceitos associados ao tema, o papel dos diversos órgãos do setor elétrico, bem como a dinâmica prevista para apuração desse tipo de ocorrência nos normativos setoriais. Sugere-se a leitura daquele relatório para a completa compreensão desses aspectos.*

O apagão de 15/8/2023

4. *Segundo o Relatório de Análise de Perturbação (RAP) (peça 15, pag. 14 e 15), a falha teve*

início com a abertura da LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II às 8h30, provocada pela atuação acidental da proteção de fechamento sob falta (Switch Onto Fault – SOTF) durante operação normal da linha. Também foi observada a atuação incorreta do seu esquema de religamento automático. Todavia, as falhas ocorridas nessa linha não foram a causa determinante para a evolução sistêmica da perturbação.

5. A redistribuição do fluxo de potência no Subsistema Nordeste levou a novos desligamentos de linhas por atuação de proteções de distância e proteções de disparo por oscilação de potência (PPS). Esses desligamentos culminaram na separação de sistemas que estavam fora de sincronismo, comprometendo a transmissão inter-regional e levou o SIN a configuração de quatro ilhas elétricas, quais sejam: Norte, Acre/Rondônia, parte do Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste/Sudoeste da Bahia.

6. Das quatro ilhas, apenas a última se manteve estável após a separação das outras regiões. Nas demais, houve desligamentos de linhas de transmissão, de compensadores síncronos e de unidades geradoras, em razão de subfrequência (Norte) e de sobrefrequência e sobretensão (Acre/Rondônia e parte do Subsistema Nordeste).

7. No momento inicial da ocorrência, foram interrompidos 23.368 MW de carga do total de 67 GW que estavam sendo atendidos, o que representou um corte de cerca de 35% do total do SIN (peça 23, p.1).

8. Após dez minutos do início da ocorrência, havia ainda uma redução de 21.875 MW de cargas do SIN (32,4% do total da carga), com predominância nas regiões Norte e Nordeste, onde o blecaute foi mais intenso e duradouro.

9. A Figura 1 apresenta o montante de carga atendida verificada antes e após a ocorrência, bem como as fontes de geração que as atendiam em cada momento.

Figura 1 – Situação de cargas/geração do SIN pré-distúrbio e pós-ocorrência

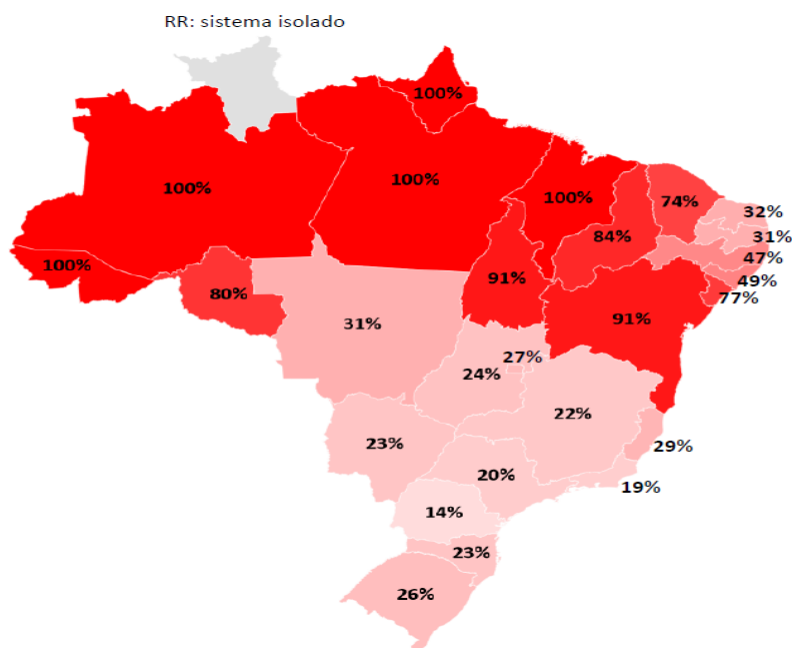
8h30			8h40		
SIN			SIN		
Geração	Verificada	Programada	Geração	Verificada	Programada
Hidráulica	35.284	35.267	Hidráulica	33.601	35.267
Térmica	9.698	9.829	Térmica	6.910	9.829
Eólica	16.748	17.256	Eólica	3.172	17.256
Solar	5.777	6.124	Solar	1.949	6.124
Total	67.508	68.476	Total	45.632	68.476

Carga			Carga		
Verificada	Programada		Verificada	Programada	
Total	67.507	68.200	Total	45.482	68.200

Fonte: Apresentação do ONS (peça 19)

10. A Figura 2, por sua vez, traz informações relativas ao corte de carga em cada estado da Federação, onde é possível notar que os estados das regiões Norte e Nordeste foram os mais afetados pelo apagão.

Figura 2 – Corte de carga por estado



Fonte: Apresentação do ONS (peça 19)

11. O ONS somente conseguiu reestabelecer totalmente as cargas do SIN às 14h49, ou seja, mais de 6h após o início do evento.

12. Como se nota, uma falha em uma linha de transmissão foi o evento inicial que deu origem ao blecaute. O SIN, no entanto, é programado para suportar perdas de equipamentos sem que haja corte no fornecimento de energia para os consumidores, uma vez que é planejado e operado segundo os critérios de segurança N-1 (perda de um elemento) e N-2 (perda de 2 elementos, utilizado para instalações mais relevantes e estratégicas).

13. A causa original do problema consta dos seguintes excertos do RAP: “a abrupta redução de tensão observada no campo após a perda de uma única linha de transmissão foi consequência do desempenho dos parques eólicos e fotovoltaicos observado em campo ter sido inesperado, muito aquém daquele obtido pelo ONS nos seus estudos, os quais são realizados utilizando-se os modelos matemáticos encaminhados pelos agentes ao ONS” (peça 15, p. 14) e “o desempenho dos controles em campo, de usinas eólicas e fotovoltaicas, em especial no que tange à capacidade de suporte dinâmico de potência reativa, foi muito aquém dos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes e representados na base (...) do ONS” (peça 15, p. 371).

14. A partir daí ocorreram diversas falhas em sequência que culminaram no desligamento de outras linhas de transmissão e geradoras, incluindo-se hidroelétricas, o que potencializou a escala do problema. Outras falhas técnicas provocaram a demora do reestabelecimento da geração e transmissão de energia, prolongando o apagão em certas localidades: houve dificuldades no autorrestabelecimento a partir das UHEs Sobradinho, Tucuruí, Coaracy Nunes e Estreito para recomposição dos sistemas; houve demora no restabelecimento e retomada das cargas por parte de algumas distribuidoras e em algumas subestações, mesmo após a liberação pelo ONS; houve falha na comunicação entre os centros de operação e alguns agentes. Essas ocorrências estão resumidas na conclusão do RAP (peça 15, p. 370-380)

15. Em resumo, o principal motivo que teria inviabilizado o ONS de identificar os riscos relacionados ao cenário operativo pré-distúrbio e garantir a segurança elétrica do sistema neste cenário específico residiria na discrepância de dados entre a realidade e seu modelo matemático de operação. Acresça-se a esse fato, falhas individuais de equipamentos de diversos operadores do

sistema elétrico que tornaram o problema ainda mais grave e comprometeram a velocidade de religação da energia.

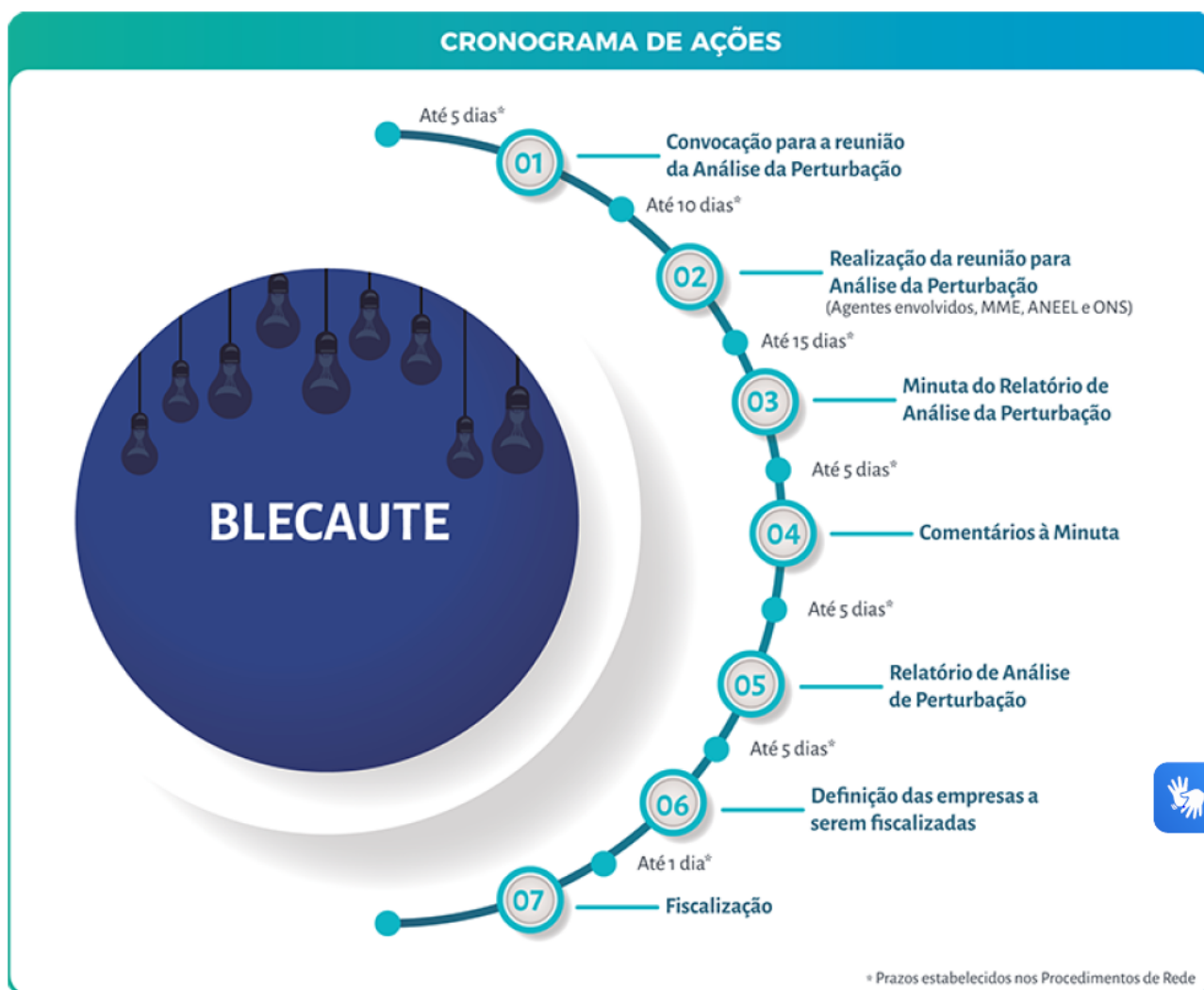
Medidas tomadas para solução do problema e providências a serem adotadas com o objetivo de evitar que ocorrências como o blecaute de 15/8/2023 voltem a ocorrer

16. O normativo chamado *Procedimentos de Rede* tem como objetivo principal estabelecer as regras para as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas regras são propostas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), conforme estabelece a Lei 9.648/1998, e a estrutura atual, dividida em módulos e submódulos, foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por meio da Resolução Normativa 903/2020 (<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>).

17. O submódulo 6.2 dos *Procedimentos de Rede* define as normas a serem observadas pelo ONS para análise da operação, das ocorrências e perturbações e do acompanhamento das providências. Já o submódulo 6.3 estabelece as regras para a elaboração do Relatório de Análise da Perturbação (RAP), que objetiva verificar os eventos ocorridos, as causas de perturbações, o desempenho das instalações e equipamentos, e detalhar as providências tomadas e futuras para evitar recorrências.

18. O cronograma de ações relacionadas à apuração de determinada ocorrência no SIN pode ser observado na Figura 3.

Figura 3 – Corte de carga por estado



Fonte: sítio eletrônico da Aneel (peça 16, p. 2).

19. No presente caso, o Relatório de Análise de Perturbação (RAP) foi finalizado em outubro de 2023 e percorreu todas as etapas acima descritas (peça 15).

20. O MME, a Aneel e o ONS são as instâncias responsáveis pela supervisão, fiscalização, regulação e operação do setor elétrico. Nesse sentido, expõe-se as medidas adotadas por cada um desses órgãos para apuração, mitigação e soluções das causas do apagão.

ONS

21. O ONS tem como objetivo coordenar e controlar a operação da geração e da transmissão de energia elétrica do setor elétrico, conforme art. 13 da Lei 9.648/1998. Dessa forma, o funcionamento do sistema elétrico depende de sua atuação e, por consequência, possui responsabilidade direta sobre falhas elétricas, como a ocorrida em 2023. Além disso, recai sobre essa entidade a identificação de problemas e a adoção direta e imediata de soluções para correção das causas e mitigação dos riscos futuros de novas ocorrências ou propor à Aneel a adoção de medidas, quando da competência da Agência.

22. O ONS adotou inúmeras ações corretivas para sanar as falhas que provocaram o apagão e outras visando mitigar riscos de novas ocorrências, algumas em caráter definitivo e outras em caráter provisório.

23. Do ponto de vista sistêmico, a primeira medida adotada, em caráter emergencial e em

razão da discrepância dos modelos matemáticos até então utilizados com a realidade, foi a adaptação da sua base de dados para representar a performance dos parques aerogeradores e fotovoltaicos para as condições operativas verificadas na ocorrência do apagão. Essa medida gerou diversas restrições em linhas de transmissões e parques geradores, resultando em um limite inferior de intercâmbio de energia entre a região nordeste e outras regiões com o objetivo de dar segurança ao sistema elétrico, visando reduzir o risco de colapso da transmissão (peça 15, p. 380).

24. O ONS reavalia esses limites de tempos em tempos em acordo com novos estudos e o encaminhamento de informações mais fidedignas pelos agentes. A Tabela 1 explicita a evolução desses limites (peça 73, pag. 8).

Tabela 1 – Limites de intercâmbio entre regiões do SIN antes e depois da perturbação de 15/8/2023

Limites	Pré Perturbação (15/08/2023)	Pós Perturbação (15/08/2023)	Base BD2303R1 (15/10/2023)	Entrada da LT 500 kV Morro do Chapéu II - Poções III C1 (12/05/2024)	Entrada da LT 500 kV Jaguaruana II - Pacatuba (16/10/2024)	Entrada da LT 500 kV Porto Sergipe - Olindina - Sapeaçu (26/10/2024)
FNEN	6.400	3.000	4.800	4.800	6.200	6.200 (*)
EXPNE	13.000	8.000	10.800	11.600	13.000	13.800 (*)
FACT	2.600	2.000	2.000	2.000	2.400	2.400 (*)

(*) Limites vigentes até os dias atuais

FNEN – Fluxo Nordeste para o Norte

EXPNE – Exportação Nordeste

FACT – Fluxo de Açu

25. Note-se que embora as restrições tenham sido amenizadas, não fosse a entrada de novas linhas de transmissão, os limites operativos de intercâmbio regional de energia ainda estariam abaixo daqueles verificados antes do apagão de 2023.

26. Sobre esse aspecto vale dizer que o ONS, até a data de escritura deste relatório, operava sem informações fidedignas dos geradores eólicos e fotovoltaicos, prevalecendo estudos estimativos que procuram mensurar as condições que garantem estabilidade ao sistema, como se verá adiante.

27. Informação relevante é que após a ocorrência do apagão e a identificação do problema relacionado à incompatibilidade dos modelos matemáticos com a realidade do sistema, o ONS demandou 151 providências direcionadas aos geradores eólicos e solares, divididas em 4 subgrupos: 1) Sistema de Registradores Digitais de Perturbação; 2) Implantação de Unidades de Medição Sincronizada de Fasores; 3) Disponibilidade de habilitação de recurso de medição fasorial; e 4) Envio dos modelos matemáticos pós comissionamento.

28. Para cada um desses subgrupos, o ONS disponibilizou aos agentes guias e relatórios com requisitos técnicos para informar aos agentes os procedimentos que deveriam ser realizados para o atendimento das demandas requeridas, estabelecendo prazos para a implementação.

29. Desses subgrupos, apenas o primeiro teve nível elevado de atendimento (36/40), sendo que o atendimento dos demais foi bastante baixo, apenas 5 de 108 (peça 73, pag. 5). A Aneel, no entanto, informou que a data de cumprimento de parte dessas exigências se encerra apenas em junho de 2025 (peça 74, p. 10).

30. Sobre as informações imprecisas das operações das geradoras eólicas e solares, o ONS adotou também outras providências do ponto de vista normativo, propondo à Aneel, que posteriormente as homologou, alterações sobre a regulamentação que dispõe sobre os Procedimentos

de Rede. Nesse sentido observou-se modificações relevantes no módulo 7.4, que estabelece os estudos pré-operacionais de integração de instalação da Rede de Operação, assunto que será mais bem detalhado no tópico que trata da Aneel.

31. Com relação às falhas verificadas no apagão e na religação do sistema elétrico ocasionados pelos demais agentes – de transmissão, distribuição e geração (não solares e não eólicos) –, o RAP indicou a necessidade de 223 providências – manutenção, substituição, incorporação de equipamentos, análises e encaminhamento de informações – para 59 empresas (peça 15, pag. 380-452). Segundo o ONS, 209 estariam concluídas, em março de 2025, e apenas 14 em atraso (peça 73, pag. 4).

32. Além disso, o referido RAP indicou ainda a necessidade de 15 providências específicas ao ONS, 14 delas já concluídas (peça 99, pag. 8). Em acordo com as respostas do ONS (peça 73) e Aneel (peça 99), segue um resumo das providências:

32.1 Consolidação da base de dados de estudos de transitórios eletromecânicos: o ONS informou que está trabalhando para consolidar uma base de dados de estudos de transitórios eletromecânicos, incluindo modelos validados em campo dos parques eólicos e fotovoltaicos. Embora o cumprimento desta providência dependa da colaboração dos agentes operadores desses parques, o ONS já iniciou as atividades necessárias. Até 28/2/2025, foram recebidos dados de fabricantes como Vestas (25% da geração eólica em operação) e Ingeteam (12% da geração fotovoltaica em operação no SIN). O prazo final estabelecido para a disponibilização das informações desses geradores é junho de 2025. Essa é a única providência ainda pendente de solução;

32.2 Avaliação e ajustes das Proteções de Perda de Sincronismo (PPS): em suma, identificou-se que a filosofia tradicionalmente aplicada (68OST com duplo blinder) não atende às necessidades atuais do SIN para regiões altamente malhadas e com elevada penetração de recursos conectados via inversores; dessa forma, foi escolhida como nova filosofia o uso da primeira zona das proteções de distância (função 21), especialmente pela celeridade e maior simplicidade de implantação dessa solução, assim como a desativação das PPS atualmente implantadas no SIN, exceto em subsistemas com conexões radiais, nos quais a filosofia de PPS com abertura na entrada (68OST) apresenta melhor desempenho;

32.3 Revisão de diretrizes para relatórios de comissionamento: em dezembro de 2024, o ONS elaborou e disponibilizou aos agentes o Relatório Técnico ONS 0714/2023 – Guia para Elaboração do Relatório de Comissionamento para Usinas Eólicas e Fotovoltaicas (peça 80);

32.4 Reavaliação de Notas Técnicas para bypass de compensação séries: o ONS elaborou e disponibilizou um documento reavaliando as Notas Técnicas emitidas pelo Planejamento Elétrico de Médio Prazo, que viabilizam a adoção de medidas operativas de bypass de compensação séries no tronco entre as regiões Norte-Nordeste;

32.5 Avaliação e ajustes específicos de PPS em linhas de transmissão: LT 500 kV Bacabeira, LT 500 kV Gurupi e LT 500 kV Ribeiro Gonçalves;

32.6 Reavaliação dos procedimentos para fechamento do anel entre as Áreas do Nordeste: foi emitido o Parecer Técnico PTC-ONS 0894/2023 revisando os procedimentos para fechamento do anel 500 kV Presidente Dutra – Fortaleza através da LT 500kV Tianguá II – Sobral III, considerando as sobretensões verificadas após a perturbação; e

32.7 Melhoria no texto de instrumentos normativos para partida da UHE Itapebi: foi revisada a IO-RR.NE.UITP para compatibilizar os procedimentos de partida da primeira unidade geradora da UHE Itapebi, destacando a necessidade de contato prévio com o agente Chesf para garantir a preparação da SE Itapebi.

33. Por fim, o ONS, em estudo publicado em janeiro de 2025 (peça 72), sobre a operação na

região nordeste, concluiu pela necessidade emergencial de instalação de três compensadores síncronos, dois na SE 500 kV Açu III e um na SE 500 kV João Câmara III. O objetivo principal dessa medida é contribuir para o planejamento setorial, indicando equipamentos que possam aumentar emergencialmente a segurança elétrica da operação em uma área com alta concentração de recursos conectados via inversores (geração eólica e solar fotovoltaica) e significativas restrições de escoamento de geração renovável variável. Os resultados dos estudos indicaram que a instalação desses equipamentos pode ajudar a mitigar em cerca de 500 MW os cortes de geração renovável variável da região do Rio Grande do Norte e Ceará por motivos de confiabilidade elétrica (peça 72).

34. Como se nota, o ONS, desde o apagão, adotou e vem adotando diversas medidas que demonstram um esforço abrangente para analisar as causas da perturbação, aprimorar o conhecimento sobre o comportamento dos diferentes tipos de geração (especialmente eólica e fotovoltaica), fortalecer os sistemas de proteção e de controle e aumentar a capacidade de observação e análise do sistema, visando garantir uma operação mais segura e confiável.

35. No âmbito do processo TC 006.113/2014-1, cujo objeto era a jurisdição do Operador Nacional do Sistema (ONS) ao controle do TCU, o TCU concluiu que, apesar de tratar-se de entidade privada sem fins lucrativos, o ONS sujeita-se à jurisdição do TCU, por força do art. 70, parágrafo único, da Constituição Federal de 1988 e do art. 5º, inciso I, da Lei 8.443/1992, conforme decidido nos Acórdãos 798/2016-TCU-Plenário (análise de mérito; rel. Ministro Vital do Rêgo), 1.407/2016-TCU-Plenário (análise dos embargos de declaração; rel. Ministro Vital do Rêgo) e 2.661/2019-TCU-Plenário (análise do pedido de reexame; rel. Ministra Ana Arraes). Naquela oportunidade, restou estabelecido que a fiscalização desta Corte sobre o Operador pode ser de forma indireta, através do controle de segunda ordem, ao fiscalizar a Aneel sobre suas atividades finalísticas de regular e fiscalizar o ONS.

36. Entende-se que no caso concreto aqui em análise, conforme detalhado na próxima seção, a Aneel exerceu seu papel de fiscalizador e regulador sobre as falhas atribuíveis ao Operador que contribuíram para o evento de 15/8/2023, tendo, inclusive aplicado multa de R\$ 15.121.993,72 por diversos descumprimentos normativos que serão esclarecidos no tópico que trata da Aneel, não sendo oportuno nesse momento que o TCU atue diretamente sob o Operador.

Aneel

37. A Agência Reguladora possui a competência de fiscalizar e regular os agentes e o funcionamento do setor elétrico, conforme art. 2º da Lei 9.427/1996. A essa Agência cabe também a fiscalização do Operador Nacional do Sistema (ONS), nos termos do art. 13 da Lei 9.648/1998. Dessa forma, a Aneel tem responsabilidade direta ou indireta sobre ocorrências como falhas sistêmicas no fornecimento de energia elétrica e cabe a si apurar e compreender as causas, modificar procedimentos e regras, corrigir condutas irregulares dos agentes, com o objetivo de evitar repetições desses eventos, e puni-los, quando for o caso. Observa-se que a Aneel atuou intensivamente em todas essas frentes, no caso em análise.

38. A Autarquia instaurou processos administrativos de fiscalização, por intermédio da Superintendência de Fiscalização Técnica (SFT), para apurar as causas e responsabilidades relacionadas ao evento, notadamente o Processo 48500.004541/2023-05 e outros correlatos.

39. As condutas do ONS foram investigadas e avaliadas por meio de dois relatórios de fiscalização que apuraram, em resumo, o seguinte (peça 74, p.1-3):

39.1 O ONS operou o SIN com modelos elétricos de parques eólicos e fotovoltaicos não aderentes à realidade;

39.2 Descumpriu o regulamento de Procedimentos de Rede por não notificar agentes sobre o atraso no envio de Relatórios de Comissionamento;

- 39.3 O ONS não validou de forma efetiva os modelos matemáticos enviados pelos agentes de geração durante o processo de aprovação de Relatórios de Comissionamento;
- 39.4 Descumpriu Instruções de Operação (IOs) relativas a redespacho de geração e limites de fluxo em linhas de transmissão durante o apagão;
- 39.5 Descumpriu prazos para emissão de documentos operacionais após a realização dos Relatórios de Diretrizes para Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral, e verificou-se falta de auditabilidade nos processos de implantação das recomendações desses relatórios;
- 39.6 Falhou na elaboração de Diagnóstico dos Sistemas de Proteção e Controle e planos de ação/ajustes em conjunto com os agentes;
- 39.7 Não informou a situação de fragilidade da operação do sistema ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e
- 39.8 Falhou na especificação das proteções de caráter sistêmico.
40. Como consequência de todas essas falhas, a Autarquia constatou que a operação do SIN ocorreu com elevado grau de risco de ocorrência de perturbação, que acabou se materializando no apagão de 15/8/2023.
41. A Aneel também realizou fiscalizações direcionadas aos agentes de geração eólicos e fotovoltaicos. Nesses procedimentos, identificou entre três e quatro inconformidades por agente, com destaque às seguintes (peça 74, p. 3):
- 41.1 Gestão inadequada de operação e manutenção, evidenciada por baixo desempenho durante a perturbação;
- 41.2 Descumprimento de prazos para providências indicadas pelo ONS;
- 41.3 Não entrega de relatório de comissionamento e consequente não emissão da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitiva (DAPR-D); e
- 41.4 Fornecimento de modelos matemáticos não aderentes à realidade.
42. A Aneel verificou ainda a ocorrência de falhas em diversos outros agentes de geração, transmissão e distribuição que contribuíram para potencializar a falha sistêmica e atrasar o tempo de restabelecimento da energia, prolongando o apagão em diversas localidades.
43. No total, foram notificadas 55 empresas, 747 usinas, e foram emitidos 700 termos de notificação (peça 74, p. 5-7).
44. Como o problema teve origem em linha de transmissão da Eletrobras / Chesf, LT 500 kV Quixadá – Fortaleza II, destacam-se alguns achados nessa concessão (peça 74, p. 4 e 5):
- 44.1 Erros na implantação de lógica de proteção e ajustes, falhas em religamento automático, atuações incorretas de proteção, falhas de manutenção em equipamentos, falhas em sistemas de supervisão, telecomando e sincronismo, e falhas em oscilografia;
- 44.2 Falhas na operação durante a recomposição do sistema, incluindo descumprimento de IOs e manobras sem coordenação do ONS;
- 44.3 Falta de redundância na alimentação de servidores SAGE, contrariando Procedimentos de Rede;
- 44.4 Falta de Certificados de Habilitação Profissional para operadores;
- 44.5 Atrasos e falhas na execução de manutenções preventivas e corretivas; e
- 44.6 Irregularidades em inspeções de pátio (isoladores, tampas, vazamentos, especificações divergentes, etc.).

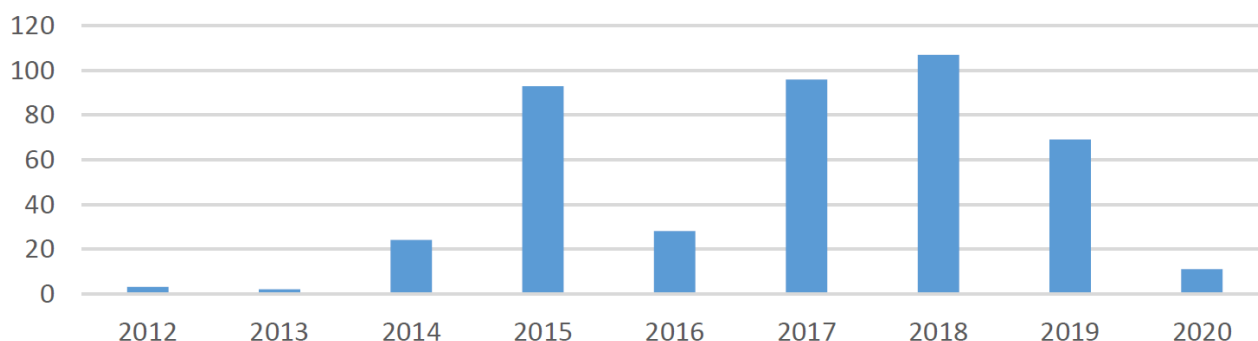
45. *Como se nota, a abrangência e a duração da interrupção da energia elétrica são explicadas por dezenas de falhas ocorridas em sequência, tanto do ONS, como de diversos agentes responsáveis por estruturas e equipamentos que integram o SIN.*
46. *A Aneel entendeu que, entre as falhas verificadas, a mais grave e sistêmica é a operação do sistema em ponto de insegurança, decorrente de modelos matemáticos equivocados fornecidos pelos agentes fotovoltaicos e aerogeradores e utilizados como se definitivos fossem pelo ONS.*
47. *Essa causa decorreu, em essência, da existência de um número elevado de empreendimentos operando sem a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitivos (DAPR-D) devido à não entrega de relatórios de comissionamento. Isto é, o ONS contava com dados desatualizados, fornecidos ainda na fase pré-operacional (DAPR Provisória – DAPR-P), sem que esses dados tenham sido medidos e enviados para o Operador na fase de comissionamento e adequadamente validados por este.*
48. *A DAPR-D, é um documento crucial emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que formaliza o pleno atendimento por parte de uma usina geradora aos requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede para sua conexão e operação segura ao Sistema Interligado Nacional (SIN).*
49. *A obtenção da DAPR-D é um passo mandatório e atesta a conformidade da usina com as normas técnicas e operacionais destinadas a assegurar a segurança, a confiabilidade e a otimização do SIN. Sua importância fundamental reside no fato de que os requisitos para sua emissão são considerados críticos para a segurança sistêmica. A DAPR-D, nesse contexto, representa o marco da completa regularização da usina perante o ONS e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).*
50. *Por sua vez, a DAPR-P configura uma etapa transitória, que permite a operação comercial da usina durante o período em que pendências não impeditivas são sanadas, tal fase provisória não deveria se prolongar indefinidamente. A ausência da DAPR-D, que se traduz no não cumprimento integral dos requisitos dos Procedimentos de Rede, expõe o SIN a uma série de riscos de considerável magnitude.*
51. *Conforme explicitado pelo ONS, em sua manifestação por ocasião da Consulta Pública Aneel 45/2022 (peça 81), “a ausência de modelos atualizados nos programas de simulação pode implicar em severos riscos para o SIN, dado que subsidiam a definição de diretrizes operativas a exemplo de limites de transmissão entre áreas e subsistemas, os quais podem ser calculados equivocadamente, impactando não só na segurança elétrica como na formação de preços.” Logo, o descumprimento dessas exigências pode efetivamente comprometer a integridade e a confiabilidade do sistema, limitando a capacidade do Operador de exercer plenamente suas funções de coordenação e controle.*
52. *Entre os riscos específicos associados a essa inconformidade, incluem-se problemas decorrentes da não implantação de equipamentos de compensação reativa, que podem levar à carência de recursos para o atendimento ao fator de potência e ao esgotamento dos mecanismos de controle de tensão no SIN, culminando na violação de limites operativos. Similarmente, a não instalação de filtros de harmônicos pode resultar em elevados níveis de distorção harmônica de tensão, provocando sobretensões, sobrecorrentes, sobreaquecimento de equipamentos, erros em sistemas de medição e controle, falhas na atuação de proteções e diversas interferências, conforme bem assinalado na Nota Técnica Aneel 82/2021 (peça 82, p. 9).*
53. *Adicionalmente, a não realização de campanhas de medição da qualidade da tensão após o início da operação impede o adequado gerenciamento dos indicadores de qualidade da energia, dificultando a adoção de medidas mitigadoras. Outro ponto crítico é o não fornecimento de modelos matemáticos validados pelos agentes, o que pode induzir a decisões equivocadas na definição de limites operativos e proteções sistêmicas, elevando o risco de blecautes ou resultando em um*

aproveitamento subótimo dos recursos eletroenergéticos.

54. Por fim, a pendência no envio do relatório final de comissionamento impossibilita que o ONS ateste o pleno atendimento aos requisitos técnicos e diagnostique eventuais desempenhos inadequados das usinas, expondo o SIN a comportamentos prejudiciais advindos dessas instalações. Todos esses riscos apontados pela Aneel e ONS em 2021 e 2022 efetivamente se materializaram no apagão de 2023.

55. O problema da operação de um número elevado de usinas com DAPR-P é de conhecimento do ONS e da Aneel há bastante tempo. Em fiscalização realizada pela Aneel sobre o tema, em 2020, foi expedida a Nota Técnica 82/2021-SFG/Aneel (peça 82), na qual se noticia que 433 usinas de geração apresentavam pendências não-impeditivas junto ao ONS, distribuídas em DAPR-P emitidas entre os anos de 2012 e 2020, cujos prazos para regularização estariam vencidos. A Figura 4 ilustra o problema.

Figura 4 – Distribuição das Usinas de Geração Inadimplentes por ano de emissão da DAPR-P



Fonte: Aneel (peça 82, p. 3)

56. Na referida fiscalização, a Aneel selecionou 151 usinas inadimplentes com pendências relacionadas à Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Em agosto de 2020, como primeira etapa da Campanha, foram encaminhados ofícios para os Agentes titulares das 151 usinas determinando a autorregularização das pendências junto ao ONS com a consequente emissão e apresentação da DAPR-D à SFG/Aneel, até o prazo de 31 de outubro de 2020. Desse universo, apenas 14 obtiveram a DAPR-D no período de autorregularização estabelecido e mais 31 usinas após o prazo, até o fim de 2021. As usinas inadimplentes receberam Termos de Notificação.

57. A referida Nota Técnica avalia que o baixo nível de atendimento pode ter várias causas, entre elas a necessidade de realização de obras e compra de equipamentos para a compensação de reativo e filtro de harmônicos que demandam tempo e recursos financeiros, a ausência de incentivo regulatório suficiente e o elevado tempo dos procedimentos punitivos. Esse documento sugere, por fim que sejam estudados, pela Aneel e pelo ONS, novos mecanismos de regulação por incentivo para a solução desse problema.

58. Como se nota, havia ciência por parte da Aneel do elevado número de geradoras operando sem o DAPR-D e que isso poderia colocar em risco a confiabilidade do sistema elétrico e que o problema era provocado, em parte, por ausências de mecanismos regulatórios adequados a estimular o cumprimento das regras, bem como medidas coercitivas insuficientes.

59. No processo punitivo instaurado pela Agência contra o ONS (48500.004541/2023-05), este traz manifestação que explicita as lacunas normativas até então existentes (peça 101, p. 11):

O ONS salienta que, conforme o Submódulo 7.13 – Procedimental, o Relatório final de comissionamento e o fornecimento dos modelos reais para simulação são requisitos, apenas, para a emissão da DAPR-D. Sendo assim, **o ONS não possuía embasamento regulatório para não permitir a integração de uma usina ao SIN por ausência do relatório de comissionamento.**

Dessa forma, a usina pode operar comercialmente e continuamente somente com a emissão da DAPR-P, sem atender ao requisito de envio da aprovação do Relatório final de comissionamento e dos modelos reais de simulação validados, sem qualquer incentivo previsto na regulação para solução dessa pendência.

60. *Ainda antes do Apagão e constatada a insuficiente normatização sobre o tema, a Aneel lançou a Consulta Pública 45/2022 com o objetivo de revisar os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional de empreendimento de geração de energia elétrica, nos termos da Resolução Normativa 583, de 2013. Nessa oportunidade, o ONS traz relevantes contribuições (peça 81, p. 23)*

Reforçamos a necessidade de estabelecer um mecanismo de incentivo para solução de pendências não impeditivas por parte dos agentes geradores.

A central geradora, na condição de operação comercial com pendências não impeditivas deve atender aos prazos estabelecidos no documento de liberação para Operação Comercial com Pendências Não Impeditivas ou prazo fixo de 2 anos, o que ocorrer primeiro, após a emissão do documento de liberação da Operação Comercial com Pendências Não Impeditivas. Caso esses prazos não sejam atendidos, sugere-se que sejam estabelecidos incentivos regulatórios aos agentes de geração para solucionar tais pendências, como ocorre com a regulação da integração da Transmissão.

Esse incentivo para obtenção da Operação Comercial Definitiva diminuirá o passivo de processos com integração em andamento, bem como a redução da gestão dessas pendências pela SFG/ANEEL e ONS. Além disso, impactará positivamente no desempenho do SIN e permitirá definição de novas soluções sistêmicas menos conservadoras para os acessantes futuros, reduzindo o custo de investimento nas instalações das futuras centrais geradoras que venham a se integrar ao sistema.

A ANEEL no documento “NOTA TÉCNICA Nº 82/2021–SFG/ANEEL - Encerramento da Campanha de Fiscalização 2020– DAPR-D”, tratou da análise das ações e resultados das fiscalizações que tinham como objetivo a regularização das usinas de geração inadimplentes quanto aos requisitos de conexão definitiva à rede.

No item III.4 da referida NT, foi recomendado que a adoção de mecanismos para o incentivo seja objeto de estudo pelas áreas de regulação da ANEEL, de modo a: (i) incentivar a regularização dos agentes de geração quanto a obtenção da DAPR-D dentro dos prazos regulamentares; e, (ii) reduzir o custo regulatório aplicando os conceitos da Pirâmide de Conformidade Regulatória.

Este Operador, corroborando com a proposta da SFG/ANEEL, entende que o incentivo e seus critérios deverão estar previstos regulatoriamente, para garantir a isonomia do processo.

Como proposta de incentivo a ser avaliada, podemos citar o aumento na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica – TUST até que as pendências não impeditivas próprias sejam eliminadas ou a perda de validade do documento de liberação para operação comercial com pendências.

Vale destacar que um dos requisitos necessários para a Emissão da liberação comercial definitiva, análogo atualmente a DAPR-D, é o Relatório de Comissionamento da Unidade Geradora, em que os agentes têm 30 dias para envio ao ONS. Atualmente a ausência de incentivo para seu atendimento tem promovido seu descumprimento por inúmeras instalações de geração com atraso de vários meses. Este documento é de fundamental importância para o sistema, pois permite que ONS atualize na base de dados de transitórios eletromecânicos e os modelos matemáticos das usinas com os ajustes de seus controladores, tal como efetivamente implementados em campo, os quais são aplicados durante a realização dos testes. (grifos acrescidos)

61. *Como consequência da CP 45/2022, foram realizadas algumas alterações normativas e, para o caso concreto, destaca-se a necessidade de criação de sistema computacional mantido pelo ONS, no qual constarão as pendências para a obtenção da DAPR-D dos geradores, bem como a*

inserção de dispositivo regulatório autorizando o Operador a anular a situação operacional de central geradora quando constatado o não atendimento aos requisitos e prazos dos Procedimentos de Rede, entre outros (peça 83).

62. *Importante registrar que ficou definido o prazo de 180 dias (REN Aneel 1.067, de 18 de julho de 2023) para que o ONS e a CCCE encaminhassem à Aneel as adequações nos Procedimentos de Rede e as Regras e Procedimentos de Comercialização necessárias a refletir os dispositivos da norma para posterior avaliação e aprovação da Agência. Ainda ficou previsto que as alterações normativas relacionadas ao sistema computacional do ONS que controlará as pendências entrariam em vigor 24 meses após a publicação da referida resolução, cujo texto foi o resultado da CP 45/2022.*

63. *Nota-se do exposto que parte das causas que ocasionaram o apagão de agosto de 2023 decorreu de problemas já identificados, cujos riscos, materializados no evento, já haviam sido mapeados. A Agência e o ONS vinham adotando medidas na tentativa de corrigir as falhas, mas essas medidas não foram suficientemente tempestivas. Efetivamente, as alterações normativas que visaram atacar o problema ocorreram somente após o evento de agosto de 2023.*

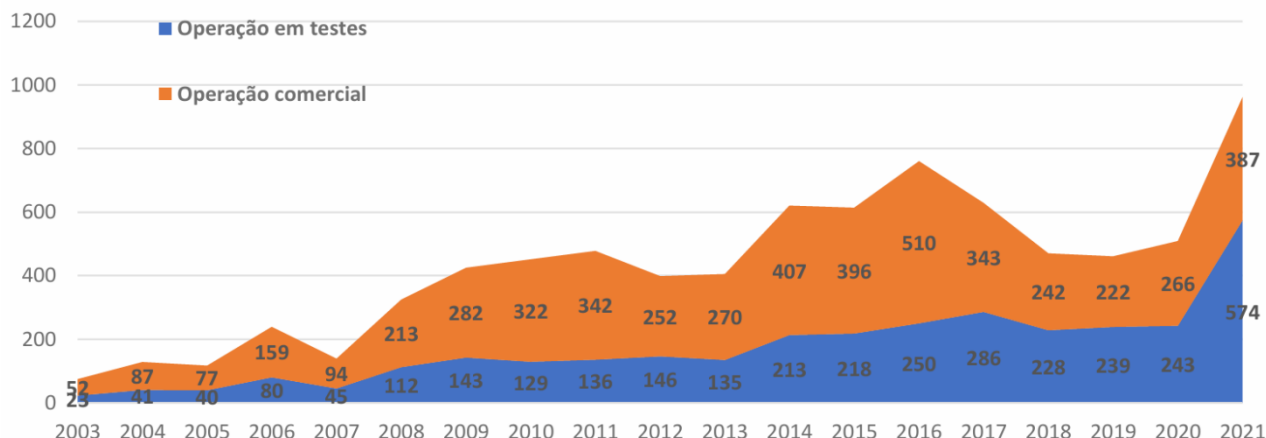
64. *Assim, o risco de se operar o sistema “em ponto de insegurança, decorrente de modelos matemáticos equivocados fornecidos pelos agentes fotovoltaicos e aerogeradores e validados de forma inadequada pelo ONS” era de conhecimento do Regulador e sua parcela da responsabilidade no evento do dia 15/8/2023 deve ser ressaltada.*

65. *Embora a Aneel tenha contraposto que o ONS “não informou nem ao CMSE e nem à Aneel que operava o sistema baseado em modelos matemáticos típicos (modelos encaminhados pelos geradores não continham representação dos resultados dos ensaios de campo que deveriam ser realizados)” e que “tampouco informou de maneira qualificada os riscos para operação do sistema associados a utilização ampla destes modelos típicos (não validados)”, é fato que a Agência sabia da lacuna regulatória, do elevado número de usinas geradoras operando sem o DAPR-D e dos riscos à segurança e à estabilidade do sistema elétrico decorrentes dessas fragilidades.*

66. *Como atenuante da responsabilidade da Agência, deve se considerar que estava em curso, anteriormente ao apagão, medidas para a mitigação do problema à exemplo da CP 45/2022 e da publicação da REN 1.067/2023, no mês anterior ao evento.*

67. *Além disso, há que se reconhecer que a acelerada expansão da geração eólica e solar traz desafios relevantes à regulação e à operação do sistema, impondo a necessidade de rápidos ajustes normativos e de novas instalações e equipamentos para a estabilidade e escoamento dessa energia renovável. Note-se que se nas décadas passadas a expansão se dava por meio de grandes empreendimentos com elevada capacidade de geração, o cenário atual é o inverso, empreendimentos menores e de maneira distribuída, com entrada de grande número de geradores, conforme se verifica na Figura 5.*

Figura 5 – Despachos de Operação emitidos pela SFG/Aneel – Quantidades



Fonte: Aneel (peça 86, p. 13)

68. Registra-se que somente no primeiro semestre de 2024 entraram em operação 168 novas usinas de geração, majoritariamente eólicas e solares, reforçando a tendência já verificada de alteração do perfil da produção de energia elétrica no país.

69. A velocidade das adaptações impostas pela acelerada expansão dessas fontes renováveis se contrapõe às regras estabelecidas para a promoção de alterações normativas e regulatórias, como o próprio processo legislativo no âmbito do Congresso Nacional, a realização de consultas públicas, análises de impactos regulatórios no âmbito da Agência, realização de notas técnicas, pareceres jurídicos, etc. Além disso, a Agência deve obedecer às regras para concessão e autorização de novas instalações e equipamentos, como publicação de edital, leilões de linhas de transmissão e instalações e equipamentos ancilares, etc, não sendo tarefa fácil executar as necessárias alterações em tempo adequado de forma a minimizar os riscos e problemas decorrentes dessa expansão acelerada.

70. Por essa razão, mais importante que responsabilizar os agentes e os órgãos envolvidos no ocorrido é corrigir as falhas e as lacunas identificadas para que eventos semelhantes não voltem a ocorrer. Nesta seara, entende-se que as medidas que vêm sendo tomadas pelo Operador e pela Aneel vão nessa direção.

71. Do ponto de vista regulamentar, a Agência implementou, desde então, as seguintes alterações normativas (peça 74, p. 8-10):

71.1 Aprovou, por meio do Despacho 3.740/2024, a revisão dos Submódulos 7.3, 7.4, 7.13 e 7.15 dos Procedimentos de Rede, aprimorando a regulamentação sobre análise de projeto básico e estudos pré-operacionais;

71.2 Implementou, com vigência a partir de 1º de março de 2024, a necessidade de aporte de garantias financeiras para a assinatura dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), as quais só podem ser liberadas após a emissão da DAPR-D pelo ONS;

71.3 Alterou os Procedimentos de Rede de forma que a emissão do DAPR-D somente ocorra após a validação pelo ONS dos modelos matemáticos e relatório de comissionamento enviados pelos agentes; e

71.4 Incluiu dispositivo nos Procedimentos de Rede estabelecendo que a liberação da operação comercial ocorrerá por prazo determinado, perdendo a validade caso pendências não impeditivas não sejam sanadas nos prazos estabelecidos.

72. O objetivo foi garantir que a integração de novos geradores ao SIN ocorra somente após a comprovação, via relatórios de comissionamento e validação de modelos parametrizados em campo, de que seu comportamento real corresponde aos resultados das simulações, além de tornar mais

rigorosas as consequências para o não saneamento de pendências que poderiam comprometer a fidedignidade das informações e a segurança do sistema.

73. Ainda sob o ponto de vista normativo, a Agência incluiu em sua Agenda Regulatória 2025-2026 assunto relacionados ao tema: estabelecimento de critérios operativos para redução ou limitação de geração (3ª fase da CP 45/2019) – previsão 2025; regulamentação do "constrained-off" para centrais hidrelétricas – previsão 2026; definição de ambientes regulatórios controlados (sandbox) para prestação de serviços ancilares (suporte de reativos – CP 44/2023, e controle secundário de frequência) – previsão 2025 e 2026, respectivamente.

74. Já em relação aos agentes geradores eólicos e fotovoltaicos que estão em operação com desconformidades, a Agência relatou que desde 2020 a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica (SFT) vem atuando continuamente para promover a regularização de empreendimentos que operam com DAPR Provisória (DAPR-P) e requisitos pendentes, por meio de Notas Técnicas e Relatórios de Fiscalização.

75. Diante da situação, foi definido o prazo de junho de 2025 para que esses agentes apresentassem ao ONS os modelos matemáticos atualizados, com testes de campo e parametrizados no protocolo Power Systems Computer Aided Design – PSCAD (software de simulação de sistemas de potência amplamente utilizado na engenharia elétrica, especializado na simulação de transitórios eletromagnéticos, permitindo analisar o comportamento dinâmico de redes elétricas sob diversas condições, como curtos-circuitos, manobras de equipamentos e a resposta de sistemas de controle e proteção) no sistema trifásico, visando a construção de uma base de dados confiável para a operação segura do sistema.

76. Além disso, ante eventual descumprimento do prazo, a Agência avalia a possibilidade de suspensão da operação comercial das usinas até que seja emitida a respectiva DAPR Definitiva (DAPR-D) com o encaminhamento das informações.

77. Por fim, a Agência notificou e autuou 56 agentes do setor elétrico, somando 700 Termos de Notificação e R\$ 260.213.113,13 em multa, até o momento. Destaca-se a multa de R\$ 15.121.993,72 aplicada ao ONS.

78. Conforme relatado, a Aneel, com o apoio do ONS, identificou as principais falhas que levaram ao apagão de 15/2/2023 e vem atuando de forma diligente para sanar os problemas identificados. Foram responsabilizados e multados diversos agentes e o Operador por suas respectivas condutas irregulares ou omissões.

79. Ponto de preocupação, entretanto, é a demora e o baixo atendimento das providências determinadas às geradoras eólicas e solares, em especial àquelas relacionadas à incompatibilidade dos modelos matemáticos com a realidade do sistema. A Figura 6 ilustra o nível de atendimento dessas providências (peça 73, p. 5).

Figura 6 – Providências Determinadas aos Geradores Eólicos e Fotovoltaicos



Fonte: ONS (peça 73, p. 5)

80. Atualmente, cerca de 78% das usinas eólicas e fotovoltaicas despachadas pelo ONS e em operação comercial ainda não atendem aos requisitos de relatório de comissionamento e modelos reais na simulação, necessários para a emissão da Declaração de Atendimento aos Requisitos dos Procedimentos de Rede para Início da Operação Definitiva – DAPR-D (peça 73, p. 9).

81. Indagada sobre a demora na solução deste problema, a Aneel pontuou (peça 99, p. 9) que a principal dificuldade, manifestada por grande parte dos agentes, residiu na exigência, estabelecida no RAP 12/2023, de apresentação dos modelos matemáticos no formato do programa PSCAD. Este formato, segundo os agentes, não era previamente exigido, e os fabricantes de geradores e inversores não o possuíam prontamente disponível.

82. Adicionalmente, a elaboração de novos modelos matemáticos em formato trifásico PSCAD foi considerada de elevada complexidade técnica, demandando um tempo possivelmente maior do que a expectativa inicial. Outras dificuldades apresentadas incluíram questões de sigilo industrial das informações presentes nos modelos e a necessidade de negociações para assinatura de termos de confidencialidade entre fabricantes e o ONS (peça 99, p. 9).

83. Os agentes de geração também alegaram não possuir controle ou gestão sobre os fabricantes, o que dificultaria a cobrança por maior celeridade na apresentação das soluções. Em decorrência da grande demanda por esses modelos, alguns fabricantes estariam cobrando preços elevados, sem garantia de funcionalidade ou acurácia, e oferecendo prazos não satisfatórios, impactando a formalização dos acordos de fornecimento (peça 99, p. 10).

84. Apesar das dificuldades, a Aneel observa que, após a aplicação de sanções, boa parte dos agentes se mobilizou para atender às exigências (peça 99, p. 9).

85. Embora a data de cumprimento de parte dessas exigências tenha se encerrado em 30 de junho de 2025 (peça 74, p. 10), a Aneel informou (peça 99) que “o ONS já recebeu validações, enviou pareceres aos fabricantes solicitando complementações e está aguardando retorno; sendo assim, a expectativa é que a validação dos modelos junto aos fabricantes alcance 91% das usinas fotovoltaicas e 86% das usinas eólicas nos próximos meses”.

86. Adicionalmente, a Aneel estuda medidas regulatórias para aumentar os incentivos ao cumprimento dessas providências (peça 99):

86.1 A Procuradoria Federal junto à Aneel (PFAneel/PGF/AGU), consultada, emitiu parecer jurídico favorável à possibilidade de suspensão da operação comercial de usinas que possuam pendências não impeditivas com prazos vencidos;

86.2 Na 3ª fase da Consulta Pública 45/2019, que se encontra em andamento, as usinas que possuem a DAPR-P seriam um dos grupos prioritários na alocação dos cortes de geração (constrained-off) e, portanto, recairiam sobre essas maiores consequências financeiras desses cortes;

86.3 Na Tomada de Subsídios 6/2025, que tem por objetivo obter contribuições para o aprimoramento dos Procedimentos de Rede no que se refere à atualização dos procedimentos e das condições para a liberação para a operação em teste e comercial, foi proposto o estabelecimento de prazo determinado do instrumento Declaração de Operação Comercial com Pendências – DOC-P, que substituirá o DAPR-P, como enforcement para incentivar o gerador a sanar as pendências não impeditivas dentro dos prazos estabelecidos.

87. Como se nota, embora ainda exista grande número de usinas eólicas e solares operando sem a emissão do Relatório de Comissionamento e com DAPR-P, há diversas ações e iniciativas da Agência e do ONS para a solução desse problema.

88. Não obstante as ações adotadas e as expectativas positivas dos órgãos para a solução desse problema, os fatos apurados revelam que o problema é grave e que persiste há mais de uma década.

89. *A Aneel multou diversos agentes ao longo dos anos, mas tal fato não foi capaz de alterar a situação encontrada. A multa é um mecanismo de enforcement importante, mas exige um processo custoso para a Agência e nem sempre eficaz: envolve uso intensivo da já escassa força de trabalho; é demorado, pois inclui inúmeras fases de contraditório e ampla defesa; e de resultado incerto, ainda que a multa seja mantida administrativamente, pois passível de judicialização.*

90. *Em sendo assim, a criação de incentivos regulatórios adequados é solução mais eficiente e eficaz para a regularização pretendida. Dessa forma, as iniciativas em curso na Aneel, como a possibilidade da suspensão comercial de empreendimentos com DAPR-P com prazos vencidos para a regularização de pendências e a possibilidade de priorização de cortes de carga nesses empreendimentos em situações de constrained-off são soluções interessantes que podem ser implementadas.*

91. *Nesse sentido, propõe-se recomendar à Aneel que dê andamento, de forma célere, às iniciativas em curso para a implementação de incentivos regulatórios capazes de induzir os agentes à regularização das pendências para a obtenção da DAPR-D.*

92. *Note-se que, em cumprimento ao disposto na Resolução TCU 315/2020, a recomendação foi submetida à apreciação da Aneel que manifestou que “compartilhamos entendimento convergente com a recomendação proposta pelo TCU quanto à priorização das iniciativas voltadas à regularização das pendências para obtenção da DAPR-D” (peça 104).*

MME

93. *O MME é órgão responsável pela formulação de políticas públicas, diretrizes e planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro. Possui em sua estrutura a Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE), que subsidia a formulação de políticas, propõe normas, acompanha o planejamento da expansão, monitora o desempenho do setor e articula-se com os demais agentes, Aneel, ONS, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).*

94. *Além disso, a SNEE é a secretaria executiva do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, órgão colegiado presidido pelo Ministro de Minas e Energia e composto por representantes do MME, Aneel, ONS, CCEE, EPE e ANP, com a finalidade de monitorar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.*

95. *No campo regulatório, o MME tem trabalhado na elaboração de ato normativo, sob a forma de portaria ministerial, para estabelecer diretrizes gerais destinadas ao enfrentamento de situações emergenciais caracterizadas por restrição temporária ou risco iminente de suspensão do fornecimento de energia elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), decorrentes de deliberações específicas do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Este normativo visa regulamentar procedimentos para a requisição de agentes do setor, contemplando aspectos como cadastro de capacidades, formas de contratação ou requisição e remuneração. A iniciativa passou por etapas de Análise de Impacto Regulatório (AIR), consulta pública e análise de contribuições, encontrando-se em avaliação jurídica (peça 65).*

96. *Adicionalmente, a Portaria Normativa 61/GM/MME, de 13 de março de 2023, instituiu o Protocolo Geral de Segurança e de Gerenciamento de Crises (PGC) para ativos de infraestrutura nos setores de energia, estabelecendo ações preventivas e responsivas, e criando o Comitê de Gerenciamento de Crise (CGC) para coordenação em incidentes críticos.*

97. *Em resposta imediata à ocorrência de 15 de agosto de 2023, o MME ativou uma Sala de Situação no âmbito do CGC para coordenar a recomposição de cargas e a comunicação com a sociedade. Foram também encaminhados ofícios ao Ministério da Justiça e Segurança Pública (MJSP) e ao Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República (GSI/PR) solicitando*

apoio na investigação das causas, com foco em eventual dolo contra ativos de infraestrutura elétrica.

98. Reuniões extraordinárias e ordinárias do CMSE, após o evento, abordaram as consequências da perturbação, o andamento do Relatório de Análise de Perturbação (RAP), alterações em limites de intercâmbio entre subsistemas e a adoção de medidas operativas na região Nordeste, como a intensificação do curtailment em usinas eólicas e fotovoltaicas, para garantir a segurança operativa do SIN.

99. Todavia, o papel mais relevante a cargo do MME é o desenho normativo do setor elétrico, identificando riscos estruturais e planejando a expansão do sistema de forma a atender a carga, com segurança energética, a preços módicos, conforme estabelecido na Lei 14.600/2023.

100. Nesse sentido, percebe-se que esse órgão se defronta com enormes desafios, que serão detalhados no tópico que se segue.

Elevação do Risco de Operação do Sistema

101. O evento de interrupção no suprimento de energia elétrica ocorrido em 15 de agosto de 2023, que afetou diversas regiões do país, acende um alerta crítico sobre a segurança e a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN) frente às transformações em curso na matriz elétrica brasileira. A crescente participação de fontes renováveis variáveis (FRV) – eólica e solar – e a expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) são vetores essenciais para a transição energética, alinhados com as diretrizes da Política Energética Nacional, cuja formulação e acompanhamento são atribuições centrais do Ministério de Minas e Energia (MME), conforme estabelecido pela Lei 9.478/1997 (Lei que define o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE) e pela Lei 10.848/2004 (que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica). Contudo, a velocidade e a forma como essa expansão vem ocorrendo, impulsionadas por incentivos setoriais e um arcabouço regulatório que necessita de aprimoramentos, têm introduzido desafios operativos significativos que, como se argumentará, elevam o risco sistêmico e requerem uma atuação proativa e corretiva do MME.

102. O Brasil tem testemunhado uma expansão acelerada das fontes de energia renováveis, notadamente solar fotovoltaica e eólica, impulsionadas por políticas de incentivo e pelo aumento da eficiência dos equipamentos com redução expressiva do custo de produção do MW/h, o que tem tornado essa geração bastante atrativa economicamente e incentivado investimentos nessas fontes.

103. A Tabela 2 explicita como a matriz elétrica brasileira vem se alterando no decorrer dos anos.

Tabela 2: Evolução da Matriz Elétrica Brasileira

Ano	Solar Centralizada	Solar MMGD***	Eólica	Hidrelétrica	Termoelétrica	Total (GW)
2010	0	0	1,0	80,7	31,7	113,4
2012	0	0	1,9	84,3	34,8	121,0
2014	0	0	4,9	89,2	39,8	133,9
2016	0	0	10,1	96,9	43,3	150,3
2018	1,8	0,5	14,4	104,1	42,5	163,3
2020	3,3	4,3	17,1	109,3	45,1	179,1
2022	7,4	16,4	23,7	109,7	48,3	205,5
2024*	17,7	36,0	33,1	109,9	49,3	246,1
2034**	29,00	58,80	48,00	120,0	57,0	312,8

Fontes: Balanço Energético Nacional 2024 (Anos 2010 a 2022); * Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Janeiro 2025 (p. 21); ** PDE 2034 (p. 510) e Estudos do PDE (p. 10).

104. A expansão do sistema elétrico brasileiro ocorreu, nos últimos anos, e ocorrerá essencialmente, nos próximos, com base no aumento da geração solar e eólica. Espera-se que a capacidade instalada aumente de 163,3 GW em 2018 para 312,8 GW em 2034, um incremento de 149,5 GW de capacidade em 16 anos. As fontes eólica e solar serão responsáveis por 119 GW desse montante, 80% do total. Como se nota na Tabela 2, a expansão dessas fontes é bastante acelerada e as duas fontes em conjunto ultrapassarão, por volta de 2030, a capacidade instalada de usinas hidroelétricas. Destaque especial para o incremento da MMGD solar, que deve aumentar mais de 58 GW nesse período.

105. A região Nordeste se destaca como polo principal desses recursos por suas vantagens naturais, como elevada incidência solar e força/regularidade dos ventos, e foi a grande responsável pela expansão dessas fontes de energia no Brasil, concentrando a maior parte da capacidade instalada centralizada e apresentando também crescimento significativo da micro e minigeração distribuída (MMGD) solar. A Tabela 3 apresenta a evolução da matriz elétrica na região Nordeste.

Tabela 3: Evolução da Matriz Elétrica do Nordeste

Ano	Solar Centralizada	Solar MMGD	Eólica	Hidrelétrica	Termoelétrica	Total (GW)
2010	0,0	0,0	0,3	10,4	4,0	14,7
2012	0,0	0,0	1,8	10,4	4,8	17,0
2014	0,0	0,0	4,9	10,4	7,4	22,7
2016	0,0	0,0	8,8	10,4	8,8	28,0
2018	0,8	0,1	12,7	10,4	9,6	33,6
2020	1,9	0,7	15,4	10,4	9,8	38,3
2022	5,1	3,2	21,6	10,4	10,4	50,7
2024	10,0	6,2	27,8	10,4	11,0	65,3

Fonte de dados: Soma dos Estados do Nordeste da capacidade instalada das seguintes fontes de dados: Sistema de Informações de Geração da Aneel (SIGA), PDGD/Aneel MMGD, BEN 2024 Anexo I.3 e PDE 2034 Caderno MMGD.

106. Note-se que a capacidade de geração de energia no Nordeste aumentou de 2020 a 2024 graças à expansão acelerada dessas fontes renováveis, totalizando um incremento de 27 GW em apenas 4 anos, representando um aumento de 70,5%. Como consequência, esse subsistema passou de importador líquido de energia para exportador e tornou-se relevante para o abastecimento de energia de outras regiões.

107. Muito embora o aumento da capacidade de geração de energia do Subsistema Nordeste seja importante e positivo para o país, há que se ponderar que a rápida expansão dessa geração trouxe dificuldades adicionais à operação do SIN. Isso porque, a geração eólica e solar depende das condições da natureza (vento e irradiação solar, respectivamente) e, por conseguinte, variam de acordo com a época do ano, as condições climáticas e o horário do dia. Como consequência, há flutuações expressivas e, por vezes, abruptas na disponibilidade de geração dessas fontes ("rampas" de geração/declínio).

108. Essa característica intrínseca de intermitência e variabilidade impõe desafios significativos ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por garantir o balanço entre oferta e demanda de energia em tempo real e a segurança operativa do SIN. A previsibilidade da geração é reduzida, exigindo do ONS a mobilização constante de outros recursos, como usinas

hidrelétricas com reservatório ou termelétricas, para compensar as flutuações e manter a frequência elétrica da rede em níveis estáveis (tipicamente 60 Hz). Esta necessidade de maior flexibilidade do sistema é um ponto central que deve ser considerado no planejamento da expansão da oferta, coordenado e aprovado pelo MME e estudado e proposto pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) por meio do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE),

109. *A gestão dessas variações rápidas na produção de energia, conhecidas como "rampas" (a taxa de aumento ou diminuição da potência injetada na rede, ditada por mudanças na velocidade do vento ou na irradiação solar), é apontada como um dos principais desafios operativos atuais, conforme indicado em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e relatórios do próprio ONS, que detalham os desafios associados às rampas de geração (Estudo de integração de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica do Brasil <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil> e *Energia Renovável* <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>, acesso em 25/4/2025). A capacidade de gerenciar essas rampas é crucial para evitar desequilíbrios que podem levar a eventos como o verificado em agosto de 2023.*

110. *Agrava a complexidade operacional a expressiva expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) solar fotovoltaica, usualmente instalada em telhados de residências e comércios. Essa modalidade já ultrapassa 36 GW de capacidade instalada em 2024 (Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro - Janeiro 2025 (p. 21)). Embora contribua para a matriz energética, essa geração ocorre nas redes de distribuição de baixa e média tensão, que não foram originalmente projetadas para lidar com fluxos bidirecionais de energia em larga escala. Em momentos de alta irradiação solar e baixo consumo local, pode ocorrer a inversão do fluxo de potência, com a energia excedente sendo injetada na rede de distribuição e, potencialmente, na rede básica. Esse fenômeno pode causar sobretensões, sobrecarga em transformadores e outros equipamentos, além de dificultar a coordenação da proteção do sistema elétrico, conforme análises de impacto presentes em trabalhos técnicos e discussões regulatórias (Ver seções 2.4, 2.5, 4.1, 4.2 do seguinte documento: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/46452/1/aRevisao_Final_Monografia_Jorge%20Magno_UFMG.pdf, acesso 25/4/2025).*

111. *Ademais, grande parte dessa geração não é diretamente visível ou controlável pelo ONS, dificultando o planejamento da operação e a gestão de contingências. Essa "invisibilidade" cria crescente discrepância entre o estado do sistema previsto nos modelos do ONS e a realidade operativa, especialmente no que tange à carga líquida nas redes de distribuição. Tal incerteza compromete a precisão das decisões operativas e aumenta o risco de respostas inadequadas durante distúrbios, sublinhando a necessidade de aprimorar a troca de informações entre as distribuidoras e o ONS, bem como de avaliar requisitos de monitoramento e controle para agregadores de MMGD. A ausência de dados em tempo real e de mecanismos de controle para a MMGD agregada representam uma lacuna que necessita ser endereçada no âmbito das políticas setoriais definidas pelo MME e implementadas pela Aneel.*

112. *Soma-se aos desafios técnicos a estrutura regulatória e de incentivos da MMGD, cuja concepção e alterações passam pelo crivo e direcionamento do MME. Esta estrutura contribui para a expansão acelerada, porém potencialmente descoordenada com as necessidades operativas do SIN. O arcabouço legal e normativo, inicialmente estabelecido pela Resolução Normativa Aneel 482/2012 e posteriormente alterado pela Lei 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída) – sancionada com base em políticas governamentais de fomento às renováveis –, instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Por meio desse sistema, a energia ativa injetada na rede pela unidade consumidora com MMGD é "emprestada" gratuitamente à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia ativa dessa mesma unidade ou de outra*

unidade de mesma titularidade (art. 1º da REN Aneel 482/2012, art. 1º e 11 da Lei 14.300/2022). Os créditos de energia gerados têm validade de 60 meses (art. 11, §3º da Lei 14.300/2022).

113. Constatase que o SCEE, ao operar em uma base mensal de compensação de quilowatts-hora (kWh) sem considerar o momento da injeção ou do consumo, carece de sinalização econômica temporal. Ou seja, o valor atribuído à energia injetada pela MMGD (em termos de kWh a ser compensado) é o mesmo independentemente se essa injeção ocorre em um horário de elevada geração solar e baixo consumo sistêmico (potencial excesso de oferta) ou em um horário de demanda elevada e menor oferta (potencial escassez). Essa ausência de sinal de preço horário ou dinâmico falha em refletir o valor real da energia para o sistema em cada momento, uma deficiência de desenho de mercado que o MME tem a prerrogativa de buscar corrigir por meio de diretrizes para a Aneel.

114. Essa característica regulatória gera distorções relevantes. Primeiramente, cria um incentivo focado exclusivamente na maximização da geração de energia (kWh) durante os períodos de maior irradiação solar, sem considerar a real necessidade do sistema naquele momento. Isso pode exacerbar os excedentes de energia solar durante o dia, contribuindo para a necessidade de vertimento compulsório (constrained-off) de outras fontes, incluindo usinas renováveis centralizadas (eólicas e solares) ou até mesmo fontes inflexíveis, para manter a estabilidade da rede. Tal cenário implica em custos adicionais para o sistema, que são rateados entre todos os consumidores ou arcados pelos geradores, reduzindo o retorno financeiro e desestimulando investimentos no país.

115. Em segundo lugar, a ausência de diferenciação de valor horário desincentiva a agregação de sistemas de armazenamento (baterias) à MMGD. Não há benefício econômico direto, sob a ótica do SCEE, para o consumidor armazenar a energia solar gerada ao meio-dia e injetá-la (ou consumi-la, evitando demandar da rede) no início da noite, quando a energia é tipicamente mais escassa e cara no mercado e mais valiosa para a segurança do sistema. O MME, ao definir as políticas para a modernização do setor elétrico, deveria fomentar mecanismos que incentivem o armazenamento como forma de agregar flexibilidade e confiabilidade.

116. Adicionalmente, o modelo de compensação previsto na Lei 14.300/2022, embora estabeleça um pagamento progressivo de componentes tarifárias associadas ao uso da rede (TUSD Fio B) para novas instalações a partir de 2023 (art. 27 da Lei 14.300/2022), ainda mantém subsídios implícitos relevantes, especialmente para os participantes que aderiram ao SCEE antes da vigência da Lei (mantendo as regras da REN Aneel 482/2012 até 2045) e mesmo para os novos, que pagam apenas uma fração dos custos de rede (art. 26 e 27 da Lei 14.300/2022). Esses subsídios, cujo impacto financeiro e alocativo no setor elétrico deve ser objeto de análise contínua pelo MME e pela Aneel, somados à contínua redução de custos e ao aumento da eficiência dos equipamentos fotovoltaicos, ampliam o estímulo à adesão à MMGD. Embora a geração distribuída traga benefícios, essa combinação de incentivos pode estar levando a uma rápida expansão que ultrapassa o nível ótimo sob a perspectiva sistêmica e econômica.

117. A ausência de sinalização de preços adequada e os subsídios associados à MMGD, portanto, representam uma falha regulatória que induz a uma alocação potencialmente ineficiente de recursos, com investimentos excessivos em capacidade de geração não despachável ou controlável, elevando os custos de operação e os riscos à segurança do SIN. Registra-se que a Aneel tem promovido discussões sobre a necessidade de aprimoramentos regulatórios futuros, incluindo a valoração de atributos e serviços providos pela geração distribuída e o desenvolvimento de tarifas mais dinâmicas, mas ainda não há definição concreta sobre a implementação de mecanismos que enderecem a questão da sinalização econômica horária para a MMGD no âmbito do SCEE.

118. Outro fator de risco crescente é a ocorrência de constrained-off, ou seja, a necessidade de o ONS ordenar a redução ou o desligamento compulsório de usinas (vertimento de energia), mesmo havendo recurso primário disponível (vento ou sol).

119. Isso pode ocorrer por três razões principais:

(i) *Falta de demanda: a oferta de energia em determinado horário pode ser superior à demanda do sistema (carga);*

(ii) *Restrições de Transmissão: a concentração da nova capacidade de geração renovável, especialmente eólica e solar centralizada, em regiões específicas como o Nordeste, supera a capacidade de escoamento da energia pelas linhas de transmissão existentes para os centros de carga. Projetos de reforço e expansão da rede de transmissão, embora previstos no planejamento (PDE 2034), tem prazo de maturação e construção superiores aos prazos de implementação de projetos de geração solar e eólico, além de frequentemente sofrerem atrasos em sua implementação; e*

(ii) *Segurança Elétrica: mesmo sem gargalos na transmissão, o ONS pode precisar limitar a geração renovável para garantir a estabilidade do sistema, como o controle de tensão ou a prevenção de sobrecargas em determinados corredores em cenários operativos específicos.*

120. Dados da Aneel indicam um aumento significativo do volume de energia vertida nos últimos anos, representando um desperdício de energia limpa e um custo sistêmico.

121. Como consequência desses problemas nota-se um aumento significativo do volume de energia vertida nos últimos anos, seja por restrições de transmissão, seja por excesso de geração de fontes não controláveis pelo ONS em certos horários do dia, representando um desperdício de energia limpa e um custo sistêmico, como se nota na Figura 4.

Figura 4 – Geração não realizada no SIN (restrição de geração eólica e solar fotovoltaica no SIN) – % do potencial de geração



Fonte: Aneel (peça 74, p. 7)

122. Adicionalmente, a substituição gradual de grandes geradores síncronos (predominantes em usinas hidrelétricas e termelétricas) por fontes renováveis conectadas à rede por meio de inversores eletrônicos (Inverter-Based Resources – IBRs), como eólicas e solares, leva a uma redução da inércia total do Sistema Interligado Nacional.

123. A inércia, provida pela massa girante dos geradores tradicionais, atua como um "amortecedor" natural, que retarda a velocidade de variação da frequência da rede elétrica durante distúrbios (como a perda súbita de uma grande usina ou linha de transmissão). Com menor inércia, o sistema se torna mais suscetível a variações rápidas de frequência, exigindo respostas mais rápidas

dos sistemas de controle e proteção para evitar instabilidades ou até mesmo colapsos em cascata.

124. *A vulnerabilidade associada a essa nova característica do sistema foi evidenciada no evento ocorrido em 15 de agosto de 2023, cuja análise apontou, entre suas causas, a inadequação de modelos e respostas de determinados IBRs durante a perturbação.*

125. *Além disso, estudos técnicos do ONS e da EPE vêm apontando a tendência de redução da inércia do Sistema e suas implicações para a segurança do SIN. Essa mudança de paradigma, da estabilidade inerente provida pela inércia física para uma estabilidade mais dependente de controles ativos e eletrônicos dos IBRs, introduz novos desafios operativos. A confiabilidade do sistema passa a depender criticamente da correta modelagem, parametrização, desempenho e coordenação desses controles, expondo o SIN a novos tipos de falhas potenciais, incluindo erros de software, parametrização inadequada ou até vulnerabilidades cibernéticas, que não eram tão proeminentes em sistemas dominados por máquinas síncronas.*

126. *Esse novo paradigma operativo, caracterizado pela alta penetração de fontes intermitentes e pela redução da inércia, intensifica a necessidade de Serviços Ancilares para garantir a confiabilidade e a segurança do SIN. Serviços Ancilares são funções essenciais, além da simples entrega de energia, que suportam a operação estável e segura da rede elétrica. Exemplos incluem a reserva de potência (capacidade adicional pronta para ser ativada rapidamente para cobrir falhas ou variações de carga/geração), o controle rápido de frequência (incluindo a resposta inercial sintética ou rápida provida por inversores modernos, potencialmente com capacidade Grid Forming – inversores avançados capazes de estabelecer referência de tensão e frequência na rede, similarmente a geradores síncronos), o controle de tensão (injeção ou absorção de potência reativa para manter a tensão em níveis adequados) e a capacidade de partida autônoma (black start – habilidade de uma usina iniciar sua operação sem depender de energia externa da rede, crucial para recompor o sistema após um apagão).*

127. *Todos esses serviços tornam-se ainda mais cruciais no cenário atual. O planejamento da expansão e a regulação do setor precisam evoluir para garantir a oferta adequada desses serviços, seja por meio de mecanismos de mercado que os valorizem e remunerem adequadamente, seja por meio de requisitos técnicos mais rigorosos para os novos empreendimentos de geração e transmissão.*

128. *A necessidade de aprimoramentos regulatórios e da possível introdução de novas modalidades de serviços ancilares (como a própria inércia ou resposta rápida de frequência) é um tema reconhecido e em discussão entre Aneel, ONS, MME e EPE, como evidenciado em consultas públicas e notas técnicas, como a Tomada de Subsídios Aneel 6/2019 – Relatório de Análise de Impacto Regulatório 001/2021-SRG/ANEEL, ou seções relevantes do PDE/2034 que tratam da necessidade, valoração e remuneração de serviços ancilares).*

129. *A definição e implementação eficaz de mecanismos para contratar e remunerar esses serviços essenciais representam um desafio regulatório complexo. Falhas nesse processo podem levar a um subinvestimento em capacidades críticas (como inversores Grid Forming ou sistemas de armazenamento para reserva e controle de frequência), agravando os riscos operativos à medida que a participação da geração fotovoltaica e eólica continuam a crescer.*

130. *A conjugação desses fatores – intermitência e variabilidade resultando em "rampas" desafiadoras, expansão da MMGD com "fluxo reverso" e baixa visibilidade operativa, restrições de transmissão gerando constrained-off, redução da "inércia" sistêmica pela proliferação de IBRs e a consequente maior demanda por Serviços Ancilares – eleva substancialmente a complexidade do planejamento e da operação do SIN. Exige-se do ONS modelos computacionais mais sofisticados e precisos, capazes de representar adequadamente o comportamento dinâmico das novas tecnologias (como IBRs, incluindo funcionalidades avançadas como Grid Forming) e prever com maior acurácia a disponibilidade das fontes renováveis.*

131. *A fiscalização por parte da Aneel também se torna mais desafiadora, requerendo acompanhamento contínuo da adequação dos agentes às novas exigências técnicas e regulatórias, que precisam evoluir para endereçar esses novos riscos de forma eficaz.*

132. *Em suma, embora a expansão das fontes renováveis seja fundamental para a descarbonização da matriz elétrica e traga benefícios econômicos e ambientais, a forma e a velocidade com que essa transição está ocorrendo introduzem novos e relevantes riscos à segurança da operação do Sistema Interligado Nacional. A gestão desses riscos demanda uma coordenação institucional ainda mais robusta e integrada entre os órgãos de planejamento (EPE, MME), o regulador (Aneel) e o operador (ONS), com interação e comunicação ativa para que cada uma dessas entidades, dentro de suas competências normativas possam superar os desafios relacionados à expansão do sistema, aperfeiçoamentos regulatórios, adequada fiscalização e operação do sistema.*

133. *Adicionalmente, torna-se premente o papel do Congresso Nacional na modernização do arcabouço legal do setor elétrico. Isso inclui a revisão de legislações que possam conter incentivos desalinhados com as necessidades atuais do sistema, como os subsídios associados a determinadas fontes ou modalidades de geração, e a criação de novas leis que enderecem as lacunas existentes, como a adequada valoração e remuneração de serviços ancilares essenciais e a facilitação da integração de novas tecnologias e modelos de negócio, como discutido em projetos de lei sobre a modernização do setor. O desafio central reside em gerenciar a própria transição, assegurando que a modernização da matriz ocorra de forma integrada – onde a expansão da geração, o reforço da transmissão, o desenvolvimento de novas tecnologias e serviços, e a evolução regulatória e legal caminhem em compasso.*

134. *A falta de sincronia e coordenação entre essas frentes pode resultar em ineficiências, aumento de custos e, mais criticamente, comprometer a confiabilidade do suprimento de energia elétrica ao país. É imperativo, portanto, fortalecer os mecanismos de governança, planejamento integrado e atualização legislativa e regulatória do setor para garantir uma evolução segura e confiável da matriz elétrica brasileira.*

135. *Nesse sentido, o MME tem papel crucial. Compete ao Ministério de Minas e Energia (MME), como órgão central de formulação de políticas e planejamento do setor elétrico (conforme Decreto 11.529/2023, que aprova sua Estrutura Regimental, e suas atribuições legais), a liderança na reavaliação e no aprimoramento do desenho normativo e dos incentivos setoriais. Considerando todas essas questões, a atuação do MME se faz necessária para a correção de rumos e aprimoramentos no setor de energia elétrica, em coordenação com os diversos órgãos e instituições, em diversos aspectos.*

136. *É essencial que o MME e a Aneel revisem os mecanismos de remuneração da MMGD, introduzindo sinais econômicos locais e temporais que reflitam o real valor da energia para o sistema e incentivem soluções que contribuam para a sua estabilidade, como o armazenamento. Esse ponto foi detalhadamente analisado no âmbito do TC 005.700/2024-8 e foi objeto da recomendação 9.1.2 do Acórdão 2008/2025-TCU-Plenário, relatado pelo Ministro Benjamim Zymler. Vale registrar que a MP 1.300/2025 procurou endereçar esse tema em seu artigo 2º, mas o Congresso Nacional não converteu a referida MP em Lei.*

137. *Outro ponto a ser observado pelo MME é a adequada definição das estratégias para induzir e concretizar a expansão ótima do sistema elétrico, com o apoio da EPE e ONS, os custos e os requisitos de integração das fontes intermitentes e da MMGD, incluindo a necessidade de expansão da transmissão, de serviços ancilares e de fontes despacháveis de retaguarda. Tal tema está sendo especificamente analisado no âmbito do TC 021.437/2025-4, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, e dessa forma eventuais propostas de encaminhamento serão devidamente avaliadas naquele processo.*

138. *Também ao MME cabe o fomento ao desenvolvimento de tecnologias e marcos*

regulatórios para aumentar a visibilidade e controlabilidade da MMGD, permitindo sua contribuição efetiva para a segurança operativa. Esse tema está sendo avaliado no âmbito do TC 004.415/2025-0, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues.

139. Por fim, é essencial que o MME avalie o impacto dos subsídios existentes e proponha caminhos para sua racionalização, garantindo a justiça social e a alocação eficiente dos custos do sistema entre todos os usuários. Esse tema foi alcançado por diversos processos do TCU que tratou da temática de subsídios no setor elétrico (TCs 032.981/2017-1, 015.986/2020-9, 014.282/2021-6, 012.641/2022-7 e 005.700/2024-8) e possui diversos endereçamentos por parte deste Tribunal.

140. A correção de rumos é imperativa para assegurar que a transição energética brasileira ocorra de forma segura, confiável e economicamente sustentável, mitigando o risco de novos eventos de grande porte como o apagão de agosto de 2023 e garantindo a modicidade tarifária. A responsabilidade do MME é central nesse processo, devendo exercer seu papel indutor e coordenador para a adequação do setor elétrico aos novos desafios.

141. Para fins dessa representação, entende-se que as condutas adotadas por Aneel, ONS e MME estão sendo adequadas e estão dando o correto endereçamento sobre as causas imediatas do apagão ocorrido em 2023. Essas medidas mitigaram os riscos de novas falhas e permitiram o funcionamento do SIN, desde então, sem a repetição de ocorrência tão grave quanto aquela de 2023.

142. No entanto, há questões sistêmicas importantes que merecem aprofundamento por parte deste tribunal que se relacionam ao aumento de risco na segurança do SIN. Dada a complexidade, a abrangência e a necessidade de aprofundamento em diversos temas relevantes e interrelacionados como a expansão das renováveis, os subsídios e incentivos, o constrained-off, o aumento do risco sistêmico, entre outros, entende-se que essa representação não é o instrumento de fiscalização adequado para o alcance desses objetivos, não se fazendo oportuno o encaminhamento de propostas corretivas nesses autos sobre o risco sistêmico.

143. Para isso, a AudElétrica vem agindo em diversas frentes para garantir a correta atuação do Estado frente aos desafios da transição energética. Citam-se, por exemplo, o TC 020.606/2023-0, que trata de auditoria operacional realizada com o objetivo de analisar as políticas públicas para a transição da matriz energética brasileira; e o TC 021.594/2023-6, que trata de auditoria operacional sobre o planejamento da expansão da transmissão, entre outros.

144. Ademais, em maio de 2025, a AudElétrica autuou processo de auditoria de natureza operacional, TC 008.415/2025-0, de relatoria do Ministro Walton Alencar Rodrigues, que tem o propósito de avaliar os desafios regulatórios e operacionais da gestão dos cortes de geração (curtailment/constrained-off). Nesta fiscalização, será avaliado se a atuação dos órgãos setoriais na regulação e gestão dos eventos de restrição de geração tem sido eficiente, eficaz, econômica e aderente à legislação vigente e às melhores práticas regulatórias.

145. Dessa forma, sem prejuízo da recomendação proposta sobre questão específica, causa do problema ocorrido em 2023, entende-se que o tratamento das questões sistêmicas será adequadamente endereçado com análises detalhadas, em processos específicos.

CONCLUSÃO

146. A presente representação debruçou-se sobre as causas, consequências e ações institucionais relativas à perturbação de grande magnitude ocorrida no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 15 de agosto de 2023, que culminou na interrupção do fornecimento de energia elétrica para milhões de consumidores em diversas regiões do país. A análise abrangeu a atuação do Ministério de Minas e Energia (MME), da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

147. O evento teve como gatilho inicial uma falha técnica na Linha de Transmissão 500 kV

Quixadá – Fortaleza II. Contudo, a investigação demonstrou que a causa determinante para a severidade e abrangência do blecaute não residiu unicamente nesta falha isolada, mas sim na subsequente resposta sistêmica, que expôs vulnerabilidades latentes na operação do SIN.

148. *O desempenho real de parques eólicos e fotovoltaicos durante a perturbação divergiu das expectativas baseadas nos modelos matemáticos utilizados pelo ONS para os estudos de segurança sistêmica. Essa discrepância, especialmente no que tange à capacidade de suporte dinâmico de reativos, resultou em quedas abruptas de tensão e desligamentos em cascata de outras linhas de transmissão e unidades geradoras, incluindo usinas hidrelétricas, levando à fragmentação do SIN em ilhas elétricas instáveis e a um corte de carga da ordem de 35%. Falhas adicionais em equipamentos de múltiplos agentes aumentaram a magnitude e a dificuldade na recomposição do sistema, prolongando a duração do apagão.*

149. *Em resposta, ONS, Aneel e MME empreenderam um conjunto robusto de ações para identificação das causas e correção das falhas. O ONS promoveu ajustes emergenciais em sua base de dados para refletir de forma mais conservadora o comportamento observado das fontes renováveis, impôs limites operativos mais restritivos (posteriormente revistos com a entrada de reforços na rede) e demandou mais de uma centena de providências aos agentes geradores e de outros agentes, visando aprimorar a medição e a fidedignidade dos modelos e a correção de problemas em equipamentos e instalações.*

150. *A Aneel, por sua vez, instaurou múltiplos processos de fiscalização, identificando não conformidades tanto na atuação do ONS – como a operação com modelos não aderentes à realidade e falhas na validação de relatórios de comissionamento – quanto em dezenas de agentes de geração, transmissão e distribuição. Essas fiscalizações resultaram na aplicação de sanções e impulsionaram revisões regulatórias importantes nos Procedimentos de Rede, tornando mais rigorosos os requisitos para integração de novas usinas, incluindo a necessidade de garantias financeiras vinculadas à entrega de relatórios de comissionamento validados.*

151. *Entende-se que a Aneel exerceu seu papel de fiscalizador e regulador sobre as falhas atribuíveis ao Operador que contribuíram para o evento de 15/8/2023, tendo, inclusive aplicado multa de R\$ 15.121.993,72 por diversos descumprimentos normativos atribuídos ao órgão, não sendo oportuno nesse momento que o TCU atue diretamente sob o Operador.*

152. *Concluiu-se também que havia ciência por parte da Aneel do elevado número de geradoras operando sem a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitiva (DAPR-D) e que isso poderia colocar em risco a confiabilidade do sistema elétrico e que o problema era provocado, em parte, por ausências de mecanismos regulatórios adequados a estimular o cumprimento das regras, bem como medidas coercitivas insuficientes.*

153. *No entanto, mais importante que responsabilizar os agentes e os órgãos envolvidos no ocorrido é corrigir as falhas e as lacunas identificadas para que eventos semelhantes não voltem a ocorrer. Nesta seara, entende-se que as medidas que vêm sendo tomadas pelo Operador e pela Aneel vão nessa direção, embora ainda seja ponto de preocupação a demora e o baixo atendimento das providências determinadas às geradoras eólicas e solares, em especial àquelas relacionadas à incompatibilidade dos modelos matemáticos com a realidade do sistema.*

154. *Dessa forma, propõe-se recomendar à Aneel que dê andamento, de forma célere, às iniciativas em curso para a implementação de incentivos regulatórios capazes de induzir os agentes à regularização das pendências para a obtenção da DAPR-D.*

155. *O MME, através do CMSE, monitorou o processo, enfatizando a necessidade de identificar vulnerabilidades estruturais e garantir que soluções na expansão do sistema sejam adotadas.*

156. *A análise aprofundada do evento de 15 de agosto de 2023 e de suas causas transcende as falhas pontuais de equipamentos ou procedimentos, revelando uma conexão direta com os riscos sistêmicos emergentes da acelerada entrada de geração solar variável (solar fotovoltaica e eólica) no Brasil. A crescente penetração dessas fontes renováveis variáveis, notadamente na região Nordeste, e a expansão massiva da micro e minigeração distribuída (MMGD) solar, embora positivas sob a ótica da descarbonização e diversificação, introduzem complexidades operacionais significativas que se manifestaram concretamente durante o apagão.*

157. *A discrepância entre os modelos matemáticos e o comportamento real dos parques eólicos e fotovoltaicos, causa primária da escalada da perturbação de 2023, evidencia o desafio crescente de representar adequadamente o comportamento dinâmico dessas tecnologias baseadas em inversores (IBRs). A falta de informações fidedignas e validadas em campo, problema agravado pela operação de empreendimentos sem a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitiva (DAPRD), aumenta diretamente o risco de o ONS operar o sistema próximo a limites de segurança não identificados, como ocorreu no cenário pré-distúrbio.*

158. *Ademais, a própria natureza intermitente e variável dessas fontes impõe desafios à manutenção do balanço carga-geração e da estabilidade da frequência, exigindo maior flexibilidade e capacidade de resposta do restante do sistema. A redução da inércia física, decorrente da substituição de geradores síncronos por IBRs, torna o SIN mais sensível a distúrbios, amplificando a velocidade das variações de frequência e exigindo respostas de controle mais rápidas e precisas, cuja falha ou inadequação pode levar a instabilidades, como observado implicitamente na dificuldade de controle durante o evento.*

159. *A expansão da MMGD, muitas vezes "invisível" ao ONS, adiciona camadas de incerteza ao planejamento e à operação, podendo impactar os níveis de tensão e os fluxos de potência nas redes de distribuição de forma não prevista, complicando a coordenação da proteção e a gestão de contingências. A falta de sinalização econômica adequada no modelo de compensação (SCEE) agrava o quadro, incentivando uma expansão descoordenada com as necessidades sistêmicas e desincentivando soluções que poderiam agregar valor operativo, como o armazenamento.*

160. *Portanto, o apagão de 15 de agosto de 2023 pode ser compreendido não apenas como resultado de falhas técnicas específicas, mas como uma manifestação aguda dos riscos inerentes à complexa transição da matriz elétrica. Ele expôs as fragilidades na modelagem, controle e visibilidade das novas fontes, a crescente dependência de serviços ancilares e a necessidade premente de adaptar a regulação, o planejamento e a operação do SIN a essa nova realidade.*

161. *Os riscos sistêmicos subjacentes relacionados à forma e à velocidade da integração das fontes renováveis e da geração distribuída permanecem e tendem a se intensificar. A garantia da segurança e confiabilidade futuras do SIN demanda um esforço contínuo e coordenado de modernização do arcabouço legal, aprimoramento regulatório, planejamento integrado (geração-transmissão-serviços), desenvolvimento tecnológico, entre outros.*

162. *Diante das competências do MME destacam-se, entre outras, diversas ações essenciais para a segurança sistêmica do setor elétrico brasileiro a serem adotadas com o apoio e participação dos demais órgãos e instituições do setor elétrico:*

162.1 *Revisar os mecanismos de remuneração da MMGD, introduzindo sinais econômicos locais e temporais que reflitam o real valor da energia para o sistema e incentivem soluções que contribuam para a sua estabilidade, como o armazenamento;*

162.2 *Definir as estratégias para induzir e concretizar a expansão ótima do sistema elétrico, considerando os custos e os requisitos de integração das fontes intermitentes e da MMGD, incluindo a necessidade de expansão da transmissão, de serviços ancilares e de fontes despacháveis de retaguarda;*

162.3 *Fomentar o desenvolvimento de tecnologias e marcos regulatórios para aumentar a visibilidade e controlabilidade da MMGD, permitindo sua contribuição efetiva para a segurança operativa; e, entre outros,*

162.4 *Avaliar o impacto dos subsídios existentes e propor caminhos para sua racionalização, garantindo a justiça social e a alocação eficiente dos custos do sistema entre todos os usuários.*

163. *Não obstante, deixa-se de propor medidas corretivas ou recomendações sobre essas questões estruturantes, tendo em vista a existência de diversas fiscalizações, umas já julgadas e outras em curso, no âmbito deste Tribunal que avaliam de forma aprofundada e endereçam esses temas.*

164. *Conclui-se que as ações corretivas e preventivas adotadas pelas entidades setoriais foram essenciais e adequadas para endereçar as causas imediatas do blecaute, sem prejuízo da recomendação específica à Aneel sobre aprimoramento da regulação no que toca a incentivos capazes de induzir os agentes à regularização das pendências e a obtenção da DAPR-D.*

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

165. *Ante o exposto, submetem-se os autos da presente representação à consideração superior, para posterior encaminhamento para manifestação do Relator, Ministro Antônio Anastasia, com as seguintes propostas:*

165.1 *No mérito, considerá-la procedente;*

165.2 *Recomendar, com base no art. 250, Inciso III, do Regimento Interno do TCU, à Agência Nacional de Energia Elétricas que dê andamento, de forma célere, às iniciativas em curso para a implementação de incentivos regulatórios capazes de induzir os agentes à regularização das pendências para a obtenção da DAPR-D;”*

É o Relatório.

VOTO

Esta representação examina as origens, os desdobramentos e as providências institucionais atinentes ao distúrbio de ampla escala ocorrido no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 15 de agosto de 2023, que acarretou a interrupção do fornecimento de energia elétrica para milhões de unidades consumidoras. O escopo da análise compreendeu as competências e atuações do Ministério de Minas e Energia (MME), da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2. Registro que a representação em análise foi conhecida mediante o Acórdão 306/2024 – Plenário, proferido nos seguintes termos:

9.1. com fundamento nos arts. 235 e 237, inciso VII, do RI/TCU c/c o art. 103, § 1º, da Resolução – TCU 259/2014, conhecer da presente representação;

9.2. nos termos do art. 240 do RI/TCU, autorizar a realização de inspeção na Agência Nacional de Energia Elétrica, no Ministério de Minas e Energia e no Operador Nacional do Sistema Elétrico, nos termos propostos pela Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear;

9.3. restituir os autos à Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear, para a adoção das providências que o caso requer;

9.4. dar ciência sobre o presente Acórdão à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Ministério de Minas e Energia, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico e ao representante, informando que a presente deliberação, acompanhada do Relatório e do Voto que a fundamenta, está disponível para a consulta no endereço www.tcu.gov.br/acordaos, além de esclarecer que, caso requerido, o TCU poderá fornecer sem custos as correspondentes cópias, de forma impressa.

3. O incidente ora analisado foi desencadeado por uma instabilidade técnica na “Linha de Transmissão 500 kV Quixadá – Fortaleza II”. Todavia, o processo investigativo evidenciou que a severidade e a amplitude do blecaute não decorreram apenas desse evento isolado, mas de uma resposta sistêmica deficitária que revelou fragilidades operacionais intrínsecas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

4. O trabalho elaborado pela Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica) identificou que o comportamento real dos complexos eólicos e fotovoltaicos durante a perturbação divergiu significativamente das simulações matemáticas empregadas pelo ONS em seus estudos de segurança. Tal inconsistência, notadamente quanto ao suporte dinâmico de reativos, provocou reduções severas de tensão e desligamentos sucessivos de linhas de transmissão e unidades geradoras, inclusive hidrelétricas. O fenômeno resultou na fragmentação do sistema em ilhas instáveis e em um alívio de carga de aproximadamente 35%, agravado por falhas em equipamentos de diversos agentes que dificultaram a recomposição da rede.

5. Diante do ocorrido, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Ministério de Minas e Energia (MME) articularam medidas para diagnosticar e sanar as vulnerabilidades.

6. O ONS implementou ajustes emergenciais em seus bancos de dados para adotar premissas mais conservadoras quanto às fontes renováveis, estabeleceu limites operativos temporariamente mais rígidos e impôs diretrizes técnicas aos agentes geradores para assegurar a fidedignidade dos modelos e o reparo de instalações deficitárias.

7. A Aneel deflagrou procedimentos fiscalizatórios que apontaram inconformidades tanto na gestão do ONS — como a utilização de modelos dissociados da realidade e falhas na validação de comissionamentos — quanto em diversos agentes setoriais. Essas ações culminaram em sanções

administrativas e impulsionaram a revisão dos Procedimentos de Rede, elevando o rigor para a integração de novas usinas e exigindo garantias financeiras atreladas à validação de relatórios técnicos.

8. O trabalho evidenciou que a Aneel desempenhou satisfatoriamente suas funções fiscalizadora e regulatória frente às omissões do Operador, aplicando inclusive penalidade pecuniária de R\$ 15.121.993,72 por descumprimentos normativos. Nesse sentido, entendendo ser desnecessária, no presente momento, qualquer intervenção direta do Tribunal de Contas da União sobre as atividades do ONS.

9. Foi constatado, ainda, que a Aneel possuía ciência do elevado contingente de geradoras operando sem a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitiva (DAPR-D). Tal cenário, prejudicial à confiabilidade do sistema, era fomentado pela carência de mecanismos regulatórios indutores e de medidas coercitivas eficazes para assegurar o cumprimento das normas vigentes.

10. Todavia, alinho-me à conclusão da AudElétrica no sentido de que a prioridade institucional deve residir na correção das lacunas identificadas em detrimento da mera responsabilização punitiva, visando prevenir a reiteração de eventos similares. Embora as ações do Operador e da Aneel caminhem nessa direção, permanece como fator de preocupação a morosidade e o baixo índice de atendimento das determinações pelas geradoras eólicas e solares, especialmente no que tange à compatibilização dos modelos matemáticos.

11. Assim, estou de acordo com a proposta da unidade técnica no sentido de recomendar à Aneel que confira celeridade às iniciativas voltadas à criação de incentivos regulatórios que induzam os agentes a regularizarem suas pendências técnicas para a obtenção da DAPR-D.

12. A análise detida do evento de agosto de 2023 transcende falhas mecânicas isoladas, revelando correlação direta com os riscos sistêmicos da rápida inserção de fontes renováveis variáveis (eólica e solar) na matriz brasileira. Embora a expansão dessas fontes e da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) seja essencial para a descarbonização, tal transição introduz complexidades operacionais que se manifestaram de forma crítica durante o apagão.

13. A divergência entre a modelagem computacional e o desempenho real dos inversores (IBRs) das plantas renováveis foi o fator primordial para o agravamento do distúrbio. A carência de dados validados, acentuada pela operação de usinas sem a devida DAPR-D, eleva o risco de o ONS operar o sistema em patamares de segurança desconhecidos, como verificado no período imediatamente anterior à falha.

14. Adicionalmente, a intermitência natural dessas fontes impõe desafios ao equilíbrio entre carga e geração, reduzindo a inércia física do SIN ao substituir geradores síncronos por interfaces baseadas em inversores. Essa redução torna o sistema mais suscetível a variações abruptas de frequência, exigindo sistemas de controle mais céleres, cuja inadequação pode precipitar estados de instabilidade.

15. Ademais, o crescimento da Micro e Minigeração Distribuída, muitas vezes fora do campo de visibilidade direta do ONS, insere incertezas no planejamento, impactando fluxos de potência e a coordenação de proteção nas redes de distribuição. A ausência de sinais econômicos adequados no atual modelo de compensação desestimula a adoção de tecnologias de suporte, como sistemas de armazenamento, que poderiam mitigar tais riscos.

16. Em suma, consoante descrito pela AudElétrica, o evento de 15 de agosto de 2023 pode ser interpretado como sintoma de desafios inerentes à transição energética. O “apagão” evidenciou deficiências na modelagem, no controle e na visibilidade das novas fontes, bem como a urgência de adaptar a regulação e a operação do Sistema Interligado Nacional a um paradigma de maior dependência de serviços ancilares.

17. Os riscos sistêmicos associados à integração das fontes renováveis e da geração distribuída permanecem latentes e tendem a se acentuar. A preservação da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional exigirá um esforço coordenado para a modernização legislativa, o aprimoramento regulatório e um planejamento integrado que contemple tanto a transmissão quanto o desenvolvimento tecnológico.

18. Conforme anotado pela unidade técnica, no âmbito das competências do Ministério de Minas e Energia, destacam-se medidas fundamentais a serem implementadas com a colaboração dos demais órgãos setoriais:

16.1 Revisar o arcabouço de remuneração da MMGD, incorporando sinais econômicos que reflitam o valor real da energia e incentivem tecnologias de estabilização, como o armazenamento energético;

16.2 Estabelecer estratégias para a expansão otimizada do sistema, ponderando os custos de integração de fontes intermitentes e a necessidade de reforços em transmissão e fontes despacháveis de reserva;

16.3 Promover o desenvolvimento de marcos regulatórios que ampliem a visibilidade e o controle sobre a MMGD, permitindo sua integração efetiva à segurança operativa do sistema;

16.4 Mensurar o impacto dos subsídios setoriais e propor sua racionalização, visando a eficiência alocativa e a equidade na distribuição dos custos sistêmicos entre os consumidores.

19. Não obstante, não serão propostas recomendações adicionais sobre tais questões estruturais, visto que o Tribunal já possui fiscalizações em curso, ou já julgadas, que abordam esses temas de maneira exaustiva.

20. Conclui-se que as providências adotadas pelas entidades do setor foram pertinentes para mitigar as causas imediatas do blecaute, restando apenas a recomendação formal à Aneel para o aperfeiçoamento dos mecanismos que assegurem a regularização técnica dos agentes perante os Procedimentos de Rede.

21. Sendo assim, acolho a proposta, com ajuste, a proposta da unidade técnica no sentido de considerar a presente Representação procedente e determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica que, no prazo de noventa dias, apresente ao Tribunal plano de ação contendo as iniciativas em curso, com os respectivos prazos, para a implementação de incentivos regulatórios capazes de induzir os agentes à regularização das pendências para a obtenção da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitiva (DAPR-D).

22. Ante o exposto, voto por que o Tribunal adote a minuta de acórdão que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 18 de março de 2026.

ANTONIO ANASTASIA

Relator



ACÓRDÃO Nº 684/2026 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 031.988/2023-7.
2. Grupo I – Classe de Assunto: VII – Representação.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel); Ministério de Minas e Energia (MME); Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
5. Relator: Ministro Antonio Anastasia.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica).
8. Representação legal: Fabiano Augusto Martins Silveira (31.440/OAB-DF) e Isis Negraes Mendes de Barros (66.052/OAB-DF), representando Associação Brasileira de Energia Eólica - Abeeolica; Marcos Serejo de Paula Pessoa (52806/OAB-DF), Samuel Batista de Camargos Junior (77288/OAB-DF) e outros, representando Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - Absolar.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que cuidam de Representação formulada pelo Ministério Público Junto ao Tribunal de Contas da União (MP/TCU), por meio do Subprocurador-Geral Lucas Rocha Furtado, com o objetivo de que este Tribunal analise as causas e os desdobramentos da perturbação no Sistema Interligado Nacional (SIN), em 15/8/2023.

ACORDAM os Ministros o Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, por unanimidade, diante das razões expostas pelo Relator, em:

- 9.1. considerar procedente a Representação em análise;
- 9.2. com base no art. 250, Inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica que, no prazo de noventa dias, apresente ao Tribunal plano de ação contendo as iniciativas em curso, com os respectivos prazos, para a implementação de incentivos regulatórios capazes de induzir os agentes à regularização das pendências para a obtenção da Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede Definitiva (DAPR-D);
- 9.3. dar ciência sobre o presente Acórdão à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Ministério de Minas e Energia, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico e ao representante, informando que a presente deliberação, acompanhada do Relatório e do Voto que a fundamenta, está disponível para consulta no endereço www.tcu.gov.br/acordaos;
- 9.4. arquivar o presente processo.

10. Ata nº 8/2026 – Plenário.
11. Data da Sessão: 18/3/2026 – Ordinária.
12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0684-08/26-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Benjamin Zymler (na Presidência), Walton Alencar Rodrigues, Augusto Nardes, Bruno Dantas, Antonio Anastasia (Relator) e Jhonatan de Jesus.

13.2. Presidente não votou (Resolução-TCU 375/2025, art. 3º).

13.3. Ministros-Substitutos convocados: Marcos Bemquerer Costa e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
BENJAMIN ZYMLER
na Presidência

(Assinado Eletronicamente)
ANTONIO ANASTASIA
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA
Procuradora-Geral