

A Sua Excelência o Senhor

**Marcos Rogério**

Senador Federal

**Senado Federal - Comissão de Infraestrutura (CI)**

**Assunto: Solicitação de Informações sobre os resultados do Plano de Operação Energética (PEN) de 2025 e sobre os avanços regulatórios recentes em prol da segurança do abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (SIN).**

**Ref.: REQ nº 73/2025-CI**

Excelentíssimo Senhor Senador,

1. Cumprimentando-o cordialmente, em atenção ao Requerimento em referência, o ONS vem responder à solicitação das seguintes informações:

**1) Quais são as projeções detalhadas de demanda e oferta de energia elétrica para o período de 2025-2029, considerando diferentes cenários de crescimento econômico e condições hidrológicas? Qual a potência necessária para atendimento dos cenários elencados? Nesse sentido, há possibilidade de racionamento e/ou apagão nos próximos anos?**

As projeções detalhadas de demanda e oferta de energia elétrica para o período 2025-2029 estão contidas no Plano de Operação Energética (PEN 2025) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que avalia as condições de atendimento eletroenergético em um horizonte de cinco anos, estando esse documento disponível em nosso site (<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>). O documento prevê que a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) crescerá de 232 GW em dezembro/2024 para 268 GW em dezembro/2029. A perspectiva de crescimento da carga de energia é de 3,4% ao ano, crescendo de cerca de 83 GW em 2025 para cerca de 95 GW em 2029.

Destaca-se que o maior crescimento em termos de recurso de geração está nas fontes solar fotovoltaica e Mini e Microgeração Distribuída - MMGD (composta quase que na sua totalidade por painéis solares). Com relação a MMGD, a projeção é que em 2029 cerca de 24% da capacidade instalada será oriunda deste tipo de fonte, que está fora da coordenação do ONS. A MMGD somada às usinas conectadas na distribuição, que também não são controladas pelo ONS, trazem desafios para a operação do sistema. A tendência é o aumento das limitações de geração por razão energética (quando há mais geração do que demanda), principalmente no período diurno, entre 9h e 16h, quando a produção geração fotovoltaica é mais intensa.

As análises energéticas do PEN 2025 indicam um equilíbrio estrutural do SIN durante todo o horizonte (2026/2029), com os critérios de garantia de suprimento de energia preconizados pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019 plenamente atendidos.

Em relação aos critérios de garantia de suprimento de potência, este plano mostra violação ao longo do horizonte 2026-2029, o que denota a necessidade de realização de Leilões de Reserva de Capacidade, para contratação de recursos que garantam o atendimento aos requisitos de potência, dentro dos critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo CNPE, em montantes a serem estabelecidos pelas instituições responsáveis a partir de solicitação do MME.

**2) Quais são os principais gargalos identificados no sistema elétrico brasileiro que contribuem para a insuficiência de potência, e quais são as ações específicas planejadas para superá-los?**

Um dos desafios do ONS é o atendimento aos requisitos de potência no horário da ponta noturna, quando não se pode contar com a contribuição dos recursos de geração baseados na fonte solar.

Para enfrentamento a este desafio, diversas ações vêm sendo adotadas pelo ONS no sentido de garantir maior oferta de potência ao sistema:

- a) Indicação da necessidade de realização regular de leilões de reserva de capacidade;
- b) Implantação de programas de resposta de demanda, tanto de forma estrutural, onde grandes consumidores podem ofertar redução em seu consumo para horários específicos da semana seguinte, quanto no formato de sandbox regulatório, no qual grandes consumidores e agentes agregadores participam de um mecanismo competitivo, ofertando sua redução de consumo, para horários específicos de meses à frente, de maior necessidade de potência conforme indicação do ONS;
- c) Indicação da necessidade de maior disponibilização de geração termelétrica, que culminou na viabilização, por parte do CMSE, da operação merchant, de usinas existentes, mas sem Contrato no Ambiente Regulado, e na antecipação de contratos de usinas vencedoras no LRCap 2021;
- d) Ainda no contexto da necessidade indicada de maior disponibilização de geração termelétrica, viabilização, junto ao CMSE, da geração de usinas a GNL sem a necessidade de antecipação de 60 dias do comando de despacho;
- e) Em relação à disponibilização de geração hidrelétrica, atuação coordenada com as usinas e instituições envolvidas nos demais usos da água nas cataratas, para definição de estratégias operativas, visando maior preservação dos armazenamentos ao longo do período seco e, consequentemente, maior disponibilização de potência ao final deste período, que coincide com o período de elevação na demanda por potência no sistema.

Além disso, o ONS atua ativamente nas discussões, junto às demais instituições do setor elétrico, acerca da disponibilização de outros recursos que venham agregar no atendimento de potência, como o uso de baterias para o armazenamento de energia e o fortalecimento da infraestrutura de transmissão para escoar a energia gerada em regiões de maior potencial, como o Nordeste.

**3) Quais são os planos de contingência e as medidas de resposta rápida que serão implementadas em caso de perdas de carga ou cortes de fornecimento?**

O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta, atualmente, com três principais linhas de defesa para o enfrentamento de eventos de perdas de carga ou cortes de fornecimento: o planejamento da operação, que visa assegurar que o sistema suporte a contingência N-1 sem perda de carga; a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), destinado a mitigar os efeitos de distúrbios mais severos de desequilíbrio entre carga e geração; e, por fim, a execução dos procedimentos de recomposição em situações de blecaute parcial ou total.

Em relação aos Procedimentos de Recomposição, o seu principal objetivo é restabelecer o fornecimento de energia elétrica aos consumidores no menor tempo possível, de forma segura, coordenada e priorizada.

A estratégia de recomposição do SIN é robusta, combinando planejamento rigoroso com flexibilidade operacional.

- a) **Procedimentos Prioritários e Alternativos Predefinidos:** o ONS, em conjunto com os agentes de geração e transmissão, desenvolve e mantém atualizadas as Instruções de Operação, que detalham as estratégias de recomposição para todas as regiões do país. Estes documentos são manuais detalhados que preveem não apenas um caminho principal de restabelecimento, mas também procedimentos alternativos. Essas alternativas são cruciais, pois consideram a possível indisponibilidade de usinas, linhas de transmissão ou subestações que seriam utilizadas no plano prioritário.
- b) **Em caso de atuação do ERAC:** dependendo do valor de frequência atingido e do tempo em que esta permanece estabilizada, os agentes de distribuição possuem autonomia para realizar a retomada de carga de forma independente do ONS, observados os critérios e procedimentos previamente estabelecidos.
- c) **Capacidade de Decisão em Tempo Real:** reconhecendo que eventos reais podem criar cenários não previstos nos manuais, as cinco salas de controle do ONS contam com profissionais trabalhando em regime 24/7, capacitados para analisar a situação do sistema em tempo real e tomar decisões críticas para adaptar ou criar novas estratégias de recomposição, garantindo uma resposta eficaz mesmo em configurações inéditas da rede.

Adicionalmente, os Procedimentos de Recomposição são continuamente aprimorados com base em:

- a) Análise de eventos reais realizadas em Relatórios de Análise de Perturbação;
- b) Simulações e exercícios práticos realizados periodicamente;
- c) Prospecção de novas tecnologias, especialmente a incorporação de usinas eólicas, fotovoltaicas e baterias.

Vale destacar que o pilar fundamental da recomposição é a existência de usinas de autorrestabelecimento, capazes de iniciar a operação sem necessitar de energia externa da rede. Nesse sentido, o ONS trabalha ativamente para ampliar essa capacidade, destacando o Plano de Melhoria para a Região Norte que será publicado em dezembro de 2025 e que prevê a implantação, a partir de 2027, do recurso de autorrestabelecimento em, pelo menos, mais duas usinas do Amapá e uma do Pará, fortalecendo significativamente a segurança da região que atualmente é a mais crítica do SIN.

Assim, com base no exposto, o Brasil dispõe de planos de contingência robustos e procedimentos de recomposição bem estabelecidos. Um exemplo da robustez dos procedimentos de recomposição brasileiros reside no fato dos tempos de recomposição serem significativamente menores do que os observados em perturbações comparáveis em outros países.

Destaca-se ainda que o ONS está proativamente se preparando para os desafios futuros, com investimentos em capacidade de autorrestabelecimento, estudos prospectivos sobre o impacto das renováveis e MMGD, além de melhoria contínua dos processos. Essas iniciativas garantem que o SIN manterá elevados padrões de segurança e confiabilidade durante sua transição para uma matriz cada vez mais renovável.

**4) De que forma a ANEEL e o ONS estão colaborando com outros órgãos governamentais para assegurar um planejamento energético integrado e de longo prazo, que contemple as necessidades de desenvolvimento do país?**

Dentro do horizonte de até cinco anos, de competência do ONS, este operador elabora e disponibiliza regularmente diversos produtos no sentido de analisar as condições futuras de atendimento ao SIN, tanto sob o aspecto energético quanto de potência. Neste contexto, podem-se citar os seguintes produtos:

- a) O Plano da Operação Energética – PEN, que apresenta as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, subsidiando o Ministério de Minas e Energia – MME, por meio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e de potência aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE;

b) Estudos Prospectivos, com foco em um horizonte menor, de até dezoito meses, período no qual, em geral, a oferta de geração já está definida e, portanto, a análise se concentra nas condições hidroenergéticas. Neste contexto, os estudos visam antecipar diretrizes operativas para uma maior visibilidade da operação futura por parte das equipes de curto prazo, assim como identificar a necessidade de adoção de medidas sistêmicas adicionais às já previstas nos processos ordinários de planejamento e programação da operação, para garantir a segurança do atendimento à carga. Com este objetivo principal, os Estudos Prospectivos são elaborados em duas modalidades, cujas análises se complementam:

b.1) Estudos Prospectivos CMSE, elaborados mensalmente e com horizonte de 6 meses, têm o objetivo de fazer o monitoramento das condições de atendimento ao SIN no âmbito do CMSE e subsidiar este comitê quanto à necessidade de discutir e adotar medidas operativas adicionais;

b.2) Estudos Prospectivos Estendidos, elaborados quadrimensalmente e com horizonte de 18 meses, têm o objetivo de avaliar as condições de operação já contemplando, mesmo que parcialmente, o segundo ano de operação, de forma a antecipar discussões diante da incerteza das condições hidroenergéticas dos próximos períodos úmidos.

Vale ressaltar que ambas as modalidades dos Estudos Prospectivos têm suas premissas e resultados divulgados para o público geral no site do ONS, na área dedicada ao suprimento energético (<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>).

Além disso, o ONS participa ativamente junto às demais instituições do setor elétrico, em discussões, em geral coordenadas pelo MME, visando identificar os desafios para a operação futura, assim como as ações de enfrentamento a serem adotadas. Neste contexto, podem ser citadas as discussões para o aprimoramento dos leilões anuais de reserva de capacidade, incluindo a elaboração de leilões para baterias; o Plano de Recuperação dos Reservatórios - PRR, do qual o ONS é responsável e participante em diversas ações previstas; o Grupo de Trabalho sobre Cortes de Geração criado pelo CMSE; as discussões de aprimoramento dos marcos regulatórios, que incluem contribuições e análises em Consultas Públicas do MME e ANEEL.

**5) Quais são os indicadores de desempenho e os mecanismos de monitoramento que serão utilizados para avaliar a efetividade das medidas implementadas e garantir a segurança e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica no Brasil?**

A depender do contexto e horizonte considerados nos processos do ONS, são adotados indicadores e mecanismos já contemplados em legislações vigentes, assim como são definidos outros visando não só à identificação de ações a serem tomadas, mas também a maior facilidade de acompanhamento das condições sistêmicas por atores com menor conhecimento técnico da operação e, assim, promover um conhecimento mais amplo do setor.

Neste contexto, o PEN, que tem o foco na análise estrutural das condições de atendimento, se baseia nos critérios de garantia de suprimento de energia e potência preconizados pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019.

Por sua vez, os Estudos Prospectivos, em contexto mais conjuntural, se baseiam na prospecção de parâmetros associados ao esgotamento de recursos para identificar as condições a serem evitadas.

Sob o aspecto energético, os resultados de armazenamento dos Estudos Prospectivos, meses à frente, são comparados com as Curvas Referenciais de Armazenamento – CRef, cuja elaboração é anual e de responsabilidade do ONS com validação do CMSE, que definem regiões de armazenamentos dos subsistemas para as quais deve-se considerar a complementação de um montante mínimo de geração termelétrica para preservar os reservatórios e assim garantir a continuidade do atendimento energético. Desta forma, as CRefs constituem ferramenta para subsidiar a tomada de decisão do CMSE no que se refere à segurança energética.

Sob o aspecto do atendimento de potência, os resultados dos Estudos Prospectivos incluem a projeção de um parâmetro relacionado com o esgotamento dos recursos termelétricos, que é o montante necessário de alocação da Reserva Operativa - RPO em Tempo da Programação Diária, conhecido como Invasão da RPO, e outro associado ao esgotamento pleno dos recursos, incluindo o hidrelétrico, que é o Déficit de Potência. A análise conjunta da projeção destes parâmetros meses à frente subsidiam a identificação da necessidade de adoção de medidas adicionais visando garantir o atendimento de potência.

Além disso, os resultados destes processos do planejamento energético são frequentemente comparados com as condições efetivamente verificadas, de forma a se identificar as oportunidades de melhoria nos processos. Como exemplo da efetividade deste monitoramento, temos a necessidade identificada pelo ONS de calibração da disponibilidade hidrelétrica a ser considerada nos estudos de potência, em relação à disponibilidade que vinha sendo efetivamente observada. Tal necessidade culminou na elaboração de uma metodologia, e posterior construção de ferramenta para sua aplicação, para adequar a disponibilidade de potência hidrelétrica. Esta metodologia já está inserida nos estudos de planejamento energético do ONS e, confirmado a integração entre as etapas de planejamento e programação, está sendo adaptada para o uso nas etapas de planejamento da expansão pela EPE e de programação da operação pelo próprio ONS.

**6) Considerando as lições aprendidas com as crises passadas (por exemplo nos casos de 2001, 2015, 2021, 2023), quais novas abordagens, regulatórias e tecnologias estão sendo consideradas para fortalecer a resiliência do sistema elétrico nacional?**

Primeiramente, de forma a ter melhor entendimento das lições aprendidas a partir dos eventos citados, deve-se diferenciar seus contextos e principais causas.

Em 2001, tivemos um período de escassez hídrica que, para o contexto restrito deste documento, pode ser entendida como um período seguido de baixas afluências aos reservatórios das usinas hidrelétricas. Porém, essa escassez hídrica desencadeou uma crise energética, com necessidade de se buscar redução no consumo de energia, porque naquela época a matriz era majoritariamente composta por usinas hidrelétricas e a dependência muito grande para atendimento à carga. Em função de atrasos na entrada em operação de diversas usinas termelétricas, assim como na estrutura de fornecimento de combustível à maior parte destas usinas, que vinham sendo consideradas no planejamento, constituíam praticamente como único recurso disponível.

Os eventos seguintes de 2015 e 2021 podem ser entendidos como novos episódios de escassez hídrica, sendo o segundo o de maior severidade, e se enquadram em um contexto de ocorrência de períodos prolongados de baixas afluências que vinham sendo observados desde 2011, principalmente nas bacias dos subsistemas Sudeste/Centro-oeste, Nordeste e Norte, e que impediram a recuperação dos armazenamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Nordeste durante os períodos úmidos.

Porém, neste período, o sistema já contava com outros recursos para atendimento da carga, principalmente o termelétrico e, posteriormente (mas ainda com menor vulto), o eólico e o fotovoltaico. Assim, foi possível enfrentar os períodos de escassez hídrica com diversas medidas que visaram a preservação dos níveis dos reservatórios, com destaque para as medidas de redução das vazões defluentes mínimas das usinas hidrelétricas Jupiá e Porto Primavera. A redução da geração hidrelétrica, decorrente das medidas de redução das defluências, culminou em períodos prolongados de despacho de geração termelétrica e, consequentemente, a elevação do custo de operação do sistema, mas sem a necessidade de medidas que impactassem o consumo de energia para a sociedade, o que caracterizaria uma crise energética e geraria um maior impacto para a população.

Já em 2023, o evento de 15 de agosto caracteriza-se como uma interrupção temporária do suprimento, não por razões de insuficiência de recursos para atendimento da ponta de carga mas, conforme apontado no Relatório de Análise de Perturbação (RAP), por vulnerabilidades associadas à falta de fidelidade dos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes das usinas eólicas e fotovoltaicas, em relação ao desempenho efetivamente observado em campo.

Nesse sentido, e visando aumentar a resiliência do Sistema Interligado Nacional (SIN), o ONS vem estruturando um novo processo de validação de modelos matemáticos, ampliando o escopo de verificação e de avaliação para incluir os controles de aerogeradores, inversores baseados em eletrônica de potência e demais recursos característicos dos parques eólicos e fotovoltaicos.

No âmbito do processo de integração de empreendimentos e emissão das Declarações de Atendimento aos Procedimentos de Rede (DAPRs), a experiência do ONS, mesmo antes do evento de 15 de agosto de 2023, também motivaram aprimoramentos no fluxo de validação dos modelos submetidos pelos agentes.

A obtenção da DAPR-P, que autoriza o início da operação comercial do empreendimento, atualmente ocorre somente após a aprovação, pelo ONS, do Relatório de Comissionamento e dos Modelos Matemáticos de Simulação representativos do comportamento real dos equipamentos em campo.

Adicionalmente, o ONS vem aprimorando a observabilidade em tempo real do SIN, por meio da expansão do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (Sistema OpenWAMS), com a instalação de Unidades de Medição Fasorial (PMUs) em pontos estratégicos do sistema elétrico, incluindo a instalação desses equipamentos nos pontos de conexão das usinas eólicas e fotovoltaicas ao SIN. Também foram estabelecidas diretrizes específicas para a instalação e o ajuste de disparo dos Registradores Digitais de Perturbação (RDP) nos agentes de geração, com o objetivo de viabilizar uma avaliação contínua e detalhada do desempenho dinâmico dos parques. Essas duas iniciativas permitem um monitoramento contínuo em tempo real do desempenho dos parques eólicos e fotovoltaicos, aferir a representatividade dos modelos em relação ao comportamento real dos equipamentos, bem como realizar análises imediatas e mais precisas no caso de perturbações no SIN.

Cumpre destacar que todas essas ações estão alinhadas às boas práticas internacionais, com destaque para as normas IEEE 2800 e NERC PRC-028, reforçando a importância da atuação coordenada entre o ONS, os agentes de geração e os fabricantes, para assegurar a segurança operativa em um cenário global de transição energética. Nesse contexto, o ONS reafirma o seu compromisso com a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) e com o aperfeiçoamento contínuo dos processos de integração das fontes de geração renováveis.

2. Permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Atenciosamente,

**Christiano Vieira da Silva**

Diretor-Geral em Exercício

## PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas ONS. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://portalassinaturas.ons.org.br/Verificar/64E9-25DB-8129-8384> ou vá até o site <https://portalassinaturas.ons.org.br> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 64E9-25DB-8129-8384



### Hash do Documento

394B7A88C262A41B5FAD0501369A7131C3470517A5DF67EEE7CBE8BB73447C1C

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 24/10/2025 é(são) :

Christiano Vieira Da Silva - 866.429.794-00 em 24/10/2025 23:28

UTC-03:00

**Tipo:** Certificado Digital

