

SÉRIE  
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA EPE-DEA-SEE-013/2026

NOTA TÉCNICA ONS DPL 0037/2026

NOTA TÉCNICA CCEE 1/2026/GMEE/GEPME/AGM

**Previsão de carga para o Planejamento  
Anual da Operação Energética**  
*do Sistema Interligado Nacional*  
**2026-2030**

Rio de Janeiro  
Abril de 2026

NOTA TÉCNICA EPE-DEA-SEE-013/2026  
NOTA TÉCNICA ONS DPL 0037/2026  
NOTA TÉCNICA CCEE 1/2026/GMEE/GEPME/AGM

# Planejamento da carga para o Planejamento Anual da Operação Energética *do Sistema Interligado Nacional* 2026-2030



## Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

## Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

## Superintendente de Estudos Econômicos e Energéticos

Carla da Costa Lopes Achão

## Coordenação Técnica

Arnaldo dos Santos Junior

Camila de Araujo Ferraz

Gabriel Konzen

## Equipe Técnica

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Bruna Souza Lopes Graça

Flávia Camargo de Araujo

Igor da Silva Cavalcanti

Kevyn Matheus Vieira Nogueira

Otto Hebeda

Pedro Henrique Gonçalves Lage

Pedro Paulo Fernandes da Silva

Santiago Silveira Barbosa

Simone Saviolo Rocha

URL: <http://www.epe.gov.br>

## Escritório Central

Praça Pio X, nº 54

Centro – Rio de Janeiro – RJ

CEP: 20091-040

## Diretor-Geral

Márcio Rea

## Diretor de Planejamento e Programação da Operação

Alexandre Nunes Zucarato

## Gerente Executivo de Metodologias, Modelos e Cargas

Maria Aparecida Martinez

## Gerente de Previsão de Carga

Fausto Pinheiro Menezes

## Equipe Técnica

Gheisa Roberta Telles Esteves

Douglas Aranil Magalhães Barbosa

Marcela Rodrigues Peixoto

Carlos Alberto Kebudi Orlando

URL: <http://www.ons.org.br>

## Sede

Setor de Indústria e Abastecimento Sul

Área de Serviços Públicos – Lote A

71215-000 - Brasília – DF

Escritório Central

Rua Júlio do Carmo, nº 251 – Cidade Nova

20211-160 - Rio de Janeiro – RJ



**Diretor-Presidente**

Alexandre Ramos Peixoto

**Diretor de Gestão de Mercado**

Ricardo Takemitsu Simabuku

**Gerente Executivo de Preços, Modelos e Estudos Energéticos**

Rodrigo Sacchi

**Gerente de Modelos e Estudos Energéticos**

Guilherme Matiussi Ramalho

**Equipe Técnica**

Mayara Miranda

Ranielli Pombo

Rodrigo da Rosa Azambuja

URL: <http://www.ccee.org.br>

**Escritório Central**

Avenida Paulista, nº 2064 – 13º andar

01310-200 – São Paulo – SP

SÉRIE  
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA EPE-DEA-SEE-013/2026  
NOTA TÉCNICA ONS DPL 0037/2026  
NOTA TÉCNICA CCEE 1/2026/GMEE/GEPME/AGM

**Previsão de carga para o Planejamento Anual da  
Operação Energética**  
*do Sistema Interligado Nacional*  
**2026-2030**

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	I
2. METODOLOGIA PLAN 2026-2030	2
2.1. SÍNTESE DA METODOLOGIA TRADICIONAL	2
3. PROJEÇÃO DE CARGAS ESPECIAIS	5
4. PROJEÇÃO DE MMGD NO SIN, 2026-2030	8
5. PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN, 2026-2030	10
6. PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA NO SIN, 2025-2029	12
6.1. PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA MÁXIMA BASE	12
6.2. PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA MÁXIMA CONSIDERANDO OS EFEITOS DA PORTARIA N° 50/2022 MME	13
ANEXO A: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN	17

# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Cronograma de redução dos subsídios à MMGD	8
Tabela 2. SIN. Geração Total de MMGD por Subsistema (MW médio), 2026-2030	9
Tabela 3. Carga projetada para o PLAN 2026-2030 (MW médio)	10
Tabela 4. Diferença entre PLAN 2026-2030 e 2ª RQ 2025-2029 (MW médio)	10
Tabela 5 - Dados Portaria 50 ANEEL - Outubro/2026	14
Tabela 6. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Integrada (MWh/h)	15
Tabela 7. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Instantânea (MW)	15

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. PLAN e Revisões Quadrimestrais - Metodologia Tradicional	2
Figura 2. Metodologia adotada para o PLAN 2026-2030	4
Figura 3. Classificação das Solicitações de Acesso Consideradas no PLAN 2026-2030	5
Figura 4. Previsão de Carga de Datacenter - SIN (PLAN 26-30 versus 2ª RQC do PLAN 25-29)	6
Figura 5. Previsão de Carga de Datacenter - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Subsistema Nordeste (PLAN 26-30 versus 2ª RQC do PLAN 25-29)	7
Figura 6. Previsão de Carga de Datacenter - Subsistema Sul	7

## 1. INTRODUÇÃO

Esta nota técnica tem por objetivo documentar as premissas e as projeções de consumo e de carga no Sistema Interligado Nacional para o Planejamento Anual da Operação Energética no período 2026-2030, realizada em conjunto pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE ao longo do mês de novembro de 2025. Parte dos resultados apresentados aqui foram antecipados no Boletim Técnico ONS-EPE-CCEE “Previsões para o Planejamento Anual da carga 2026-2030”.

Para a atual previsão, levou-se em consideração a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga, realizado por meio das Resenhas Mensais do Mercado de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, estando disponíveis para análise os dados realizados de consumo por classe e de carga até outubro, a carga de energia estimada para o mês de novembro, além das previsões de carga do PMO para os meses de dezembro de 2025 e janeiro de 2026.

A carga de energia elétrica no SIN em 2025 deve-se totalizar 81.302 MWmed, resultando em crescimento anual de 1,6%. Para o quinquênio 2026-2030, projeta-se um crescimento médio anual de 3,8% para a carga de energia elétrica

## 2. METODOLOGIA PLAN 2026-2030

Neste PLAN 2026-2030, por indisponibilidade das equipes durante parte do processo de elaboração dos estudos, a projeção de consumo e do índice de perdas não puderam ser calculadas. Desta forma, adotou-se a simplificação da metodologia tradicional que será descrita abaixo.

### 2.1. Síntese da Metodologia Tradicional

A metodologia do Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade (MDE), desenvolvida pela EPE, fundamenta-se em uma abordagem mista, que combina modelos econométricos (*top-down*) com modelos técnico-econômicos (*bottom-up*), de forma a garantir precisão e consistência no planejamento setorial. O fluxograma da metodologia é apresentado na Figura 1.

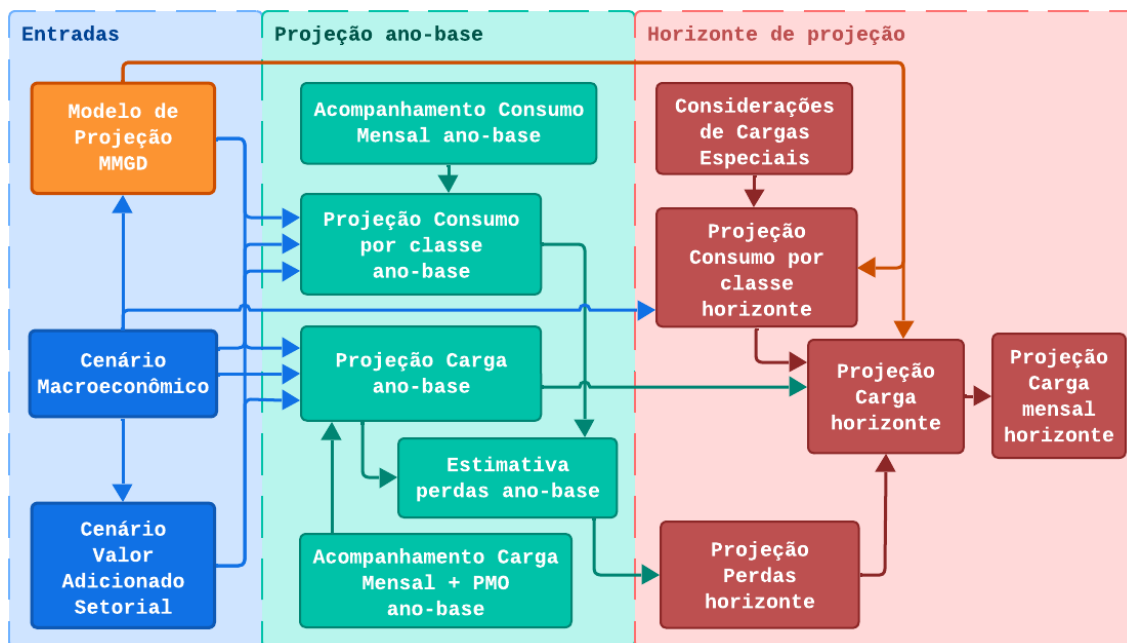


Figura 1. PLAN e Revisões Quadrimestrais - Metodologia Tradicional

A **projeção macroeconômica** constitui a etapa inicial e o "pano de fundo" de todo o estudo, utilizando o Modelo de Consistência Macroeconômica (MCM) para assegurar que os cenários de crescimento da economia brasileira estejam alinhados à evolução do Produto Interno Bruto (PIB) e das principais contas nacionais. A partir daí, a **projeção setorial** estabelece premissas sobre o comportamento de ramos específicos (como agropecuária, indústria e serviços), estimando o Valor Adicionado (VA) que cada setor contribuirá para a economia ao longo do horizonte de projeção.

Para a **projeção de consumo**, o modelo segmenta o mercado em classes. No setor **residencial**, a demanda é projetada com base no número de consumidores (NCR) e no consumo médio por consumidor (CPC), variáveis influenciadas pelo crescimento populacional, evolução dos domicílios e elasticidade-renda. As classes **Comercial** e **Outros** utilizam regressões da elasticidade do consumo *per capita* em relação ao PIB nacional. O **consumo industrial** é dividido entre a "indústria tradicional", que é projetada via elasticidade-renda, e os "grandes consumidores eletrointensivos" (como alumínio, aço e papel), que passam por uma análise técnica detalhada, considerando capacidade instalada, produção física, tecnologias e perspectivas de autoprodução.

A transição entre o consumo e a necessidade de geração exige a definição da **premissa de perdas**. O Índice de Perdas engloba perdas técnicas (transmissão e distribuição) e não técnicas (como erros de medição e ligações clandestinas), além de diferenças conceituais entre carga e consumo.

A **projeção de carga anual** (em MW médio) representa o requisito energético total do sistema e é calculada dividindo-se o consumo de energia elétrica pelo complemento do índice de perdas. Por sua vez, a **projeção de carga mensal** é obtida aplicando-se a sazonalidade histórica da carga de energia para cada subsistema elétrico sobre os valores anuais projetados.

A **demanda integrada** (integralizada em uma hora) é projetada dividindo-se a carga de energia pelo **fator de carga** histórico. A **demanda instantânea** (um minuto), por sua vez, é calculada através da relação **instantânea/integrada** histórica sobre a demanda integrada projetada. Por fim, para agregação da ponta no SIN, utiliza-se **fatores de diversidade** históricos, que consideram a não simultaneidade das pontas, garantindo a precisão no planejamento da expansão e segurança operativa

Todo o processo é alimentado por estatísticas mensais e anuais dos sistemas SAM e SIMPLES, calibrado com base em premissas de eficiência energética e revisado quadrimestralmente, a fim de refletir as mudanças na conjuntura.

Mais detalhes podem ser obtidos em: Metodologia - [Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade](#).

## 2.2. Metodologia do PLAN 2026-2030

A metodologia adotada no PLAN 2026-2030 é apresentada no fluxograma da Figura 2 que se inicia a partir da análise do crescimento econômico e da evolução da carga por subsistema, considerando os parâmetros usados na segunda Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética no período no período 2025-2029 (2ª RQ 2025-2029). Com base nesses parâmetros, foi realizado o cálculo da elasticidade-PIB da carga, ou seja, a variação incremental de MW médio de carga elétrica sensível à variação do PIB. Essa elasticidade por subsistema desconsiderando a participação das Cargas Especiais (CE), convencionou chamar de elasticidade "ex-post" por subsistema.

Essa elasticidade "ex-post" foi adotada para calcular, com o cenário econômico de PIB e as projeções de MMGD, as novas projeções de carga anual de energia para cada subsistema ao

longo do horizonte de estudo até 2030. Em seguida, realizou-se a abertura da carga anual em valores mensais a partir de fatores de sazonalidade mensal típico da carga. Os fatores de sazonalidade mensal calculados por subsistema correspondem a uma variação sazonal média da carga considerando o período de 2018 a 2024, excluindo os anos de 2020 e 2023. Os fatores de sazonalidade não sofreram alteração em relação aos fatores usados na 2ª RQ 2025-2029, ocorrendo apenas pequenos ajustes na sazonalidade do ano corrente de 2025, em função do comportamento da carga realizada no ano e seu impacto nas previsões de curto prazo.

Para obtenção da carga final, adicionou-se tanto nas projeções anuais como nas projeções mensais, os montantes incrementais de carga anual e mensal devido a entrada de projetos de Cargas Especiais previstas no horizonte. O procedimento para quantificação da carga elétrica desses projetos no horizonte 2026-2030 é descrito na Seção 3. A partir da carga média mensal obtém os valores de demanda integrada e demanda máxima conforme procedimento descrito na Seção 6.

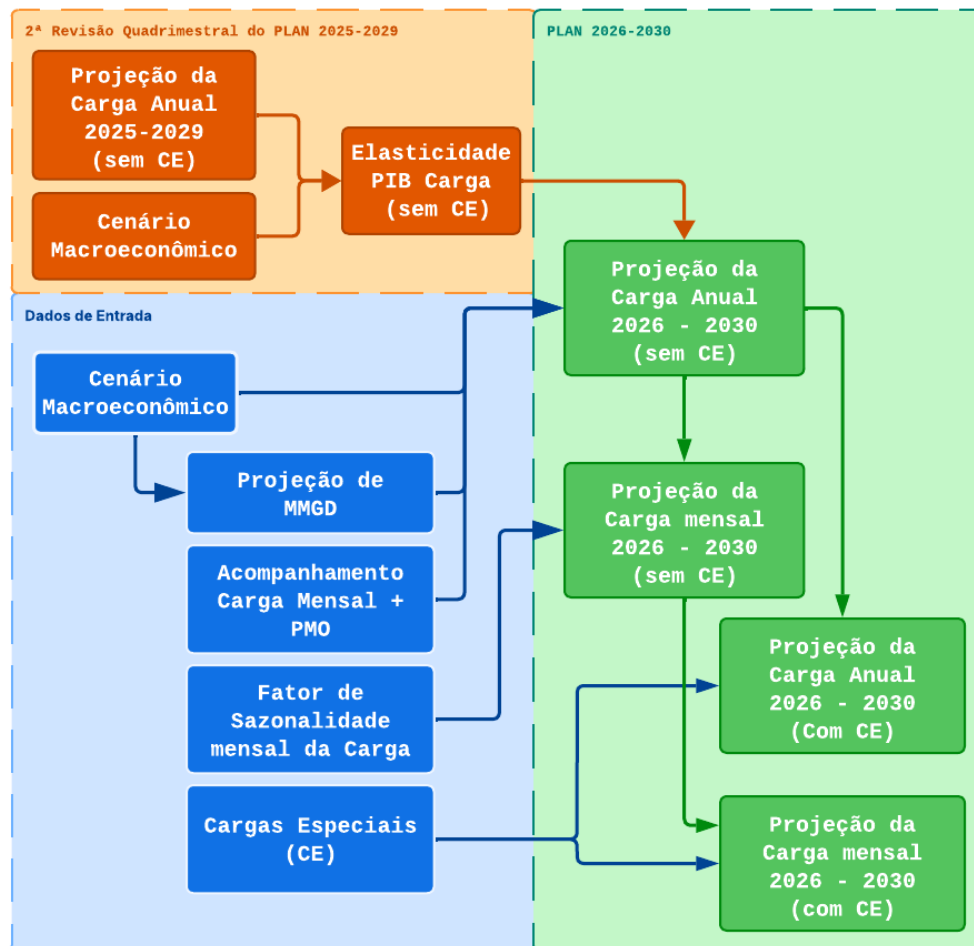


Figura 2. Metodologia adotada para o PLAN 2026-2030

### 3. PROJEÇÃO DE CARGAS ESPECIAIS

Como mencionado no item 2.2, após o cálculo da projeção de carga preliminar, com uso da metodologia adotada para o PLAN 2026-2030, adicionou-se a essa carga, a projeção de cargas especiais. Cabe, então, apresentar os procedimentos e critérios utilizados para a estimativa da carga de datacenters no horizonte de planejamento. Para a projeção somente serão consideradas as cargas de datacenters conectadas à rede básica, incluindo as conectadas à geração eólica. Para isso foram mapeadas todas as solicitações de acesso realizadas junto ao ONS, bem como suas principais características (nome do empreendimento, tipo de solicitação, localização, ponto de conexão, subsistema, data de conexão, status da solicitação de acesso, demanda solicitada para o horizonte de planejamento etc.), por meio do sistema de cadastro e acompanhamento das solicitações de acesso (SGAcesso), do acompanhamento da fila de cadastro de solicitação de acesso e do Painel do Consumidor<sup>1</sup>.

Foram incluídas no cenário de cargas de datacenter, as solicitações de acesso, que já haviam obtido parecer favorável emitido para a sua conexão e as solicitações de acesso que já possuíam contrato assinado. As solicitações de acesso com parecer favorável emitido são as que possuem status viável, viável condicionada, viável com restrições e viável parcialmente.

Solicitações de acesso com status ‘em andamento’, ‘negado’, ‘anulado’ ou ‘interrompido’ não foram consideradas na construção do cenário de datacenter.

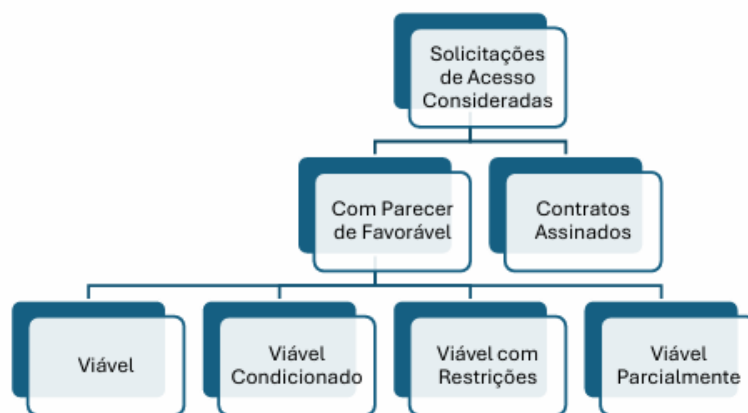


Figura 3. Classificação das Solicitações de Acesso Consideradas no PLAN 2026-2030

Os status das solicitações de acesso são atualizados constantemente a partir das análises realizadas pela equipe responsável pelo processo. Para a construção do cenário de carga de datacenter para o PLAN 2026-2030, foram extraídas, em 17/11/2025, as informações referentes às solicitações de acesso e seus respectivos status. Naquele momento, havia 17 solicitações de acesso com contrato assinado (incluindo solicitações de datacenter conectados à geração eólica), 22 solicitações com parecer de acesso favorável emitido e 7 solicitações de acesso com análise em andamento.

<sup>1</sup> <https://sintegre.ons.org.br/sites/5/11/Paginas/FilaAcesso/PainelConsumidor.aspx>

Comparando com o cenário de datacenter utilizado na 2ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029, foram assinados 4 contratos correspondentes a pareceres emitidos à época da 2ª RQC. Também a época da 2ª RQC, dos 21 datacenter que, naquele momento, possuíam solicitação de acesso com status em andamento, 14 tiveram pareceres de acesso favorável emitido.

Com relação à construção do cenário de carga de datacenter, foi considerada a totalidade da carga e da demanda associada às solicitações de acesso com contrato assinado e 50% das solicitações de acesso com parecer de acesso favorável emitido. Houve, portanto, a manutenção do critério adotado na construção do cenário da 2ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029.

Para o SIN, a atualização desse cenário resulta em um acréscimo de carga de 321 MW médios na carga preliminar do ano de 2026 e de 2.157 MW médios na de 2030. A carga de datacenter associada às solicitações de acesso com contrato assinado representa, em média, 75% da carga dos datacenters. Especialmente no ano de 2030, os contratos assinados representam 62% do total da carga de datacenter, havendo assim, uma maior participação da carga associada às solicitações de acesso com parecer de acesso favorável emitido. Comparando a 2ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029 com o PLAN 2026-2030 houve um acréscimo na carga de datacenter de 133 MW médios em 2026, 241 MW médios em 2027, 560 MW médios em 2028 e 832 MW médios em 2029.

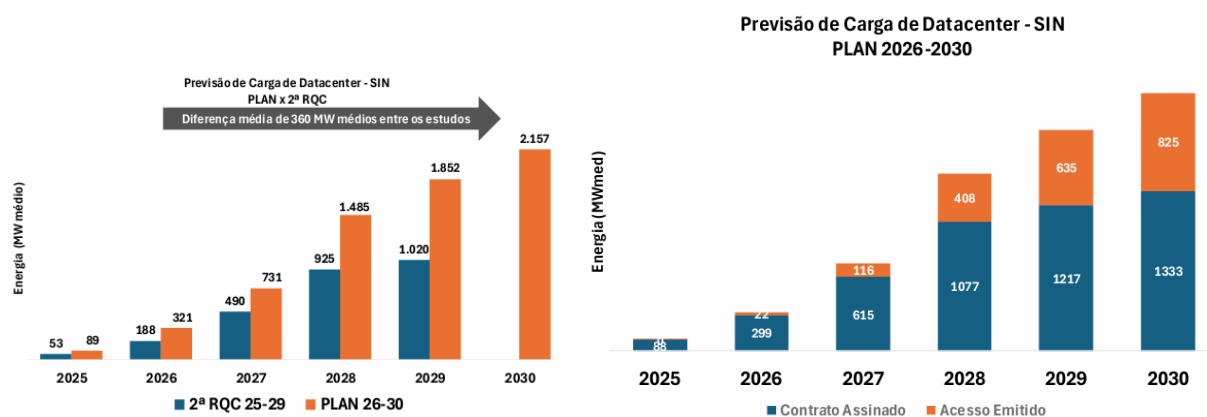


Figura 4. Previsão de Carga de Datacenter - SIN (PLAN 26-30 versus 2ª RQC do PLAN 25-29)

Quando se analisa o cenário de carga de datacenter por subsistema, observa-se que essa carga se encontra, majoritariamente, concentrada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, seguida dos subsistemas Nordeste e Sul. No ano de 2026, estima-se, para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, uma carga de datacenter de 203 MW médios, chegando a 1.312 MW médios em 2030. Comparado com a 2ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029, tem-se um acréscimo na carga de datacenter de 15 MW médios em 2026, de 33 MW médios em 2027, 153 MW médios em 2028 e de 321 MW médios em 2029. Para o subsistema Nordeste, estima-se que a carga de datacenter passe de 118 MW médios em 2026 para 716 MW médios em 2030. Na comparação com a 2ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029, tem-se um acréscimo na carga de datacenter de

118 MW médios em 2026, de 206 MW médios em 2027, 350 MW médios em 2028 e de 386 MW médios em 2029. Por fim, no subsistema Sul, na 2ª RQC do PLAN 2025-2029, não havia solicitações de acesso de carga de datacenter. Já no PLAN 2026-2030, estima-se uma carga de datacenter de 2 MW médios em 2027, alcançando 129 MW médios em 2030.

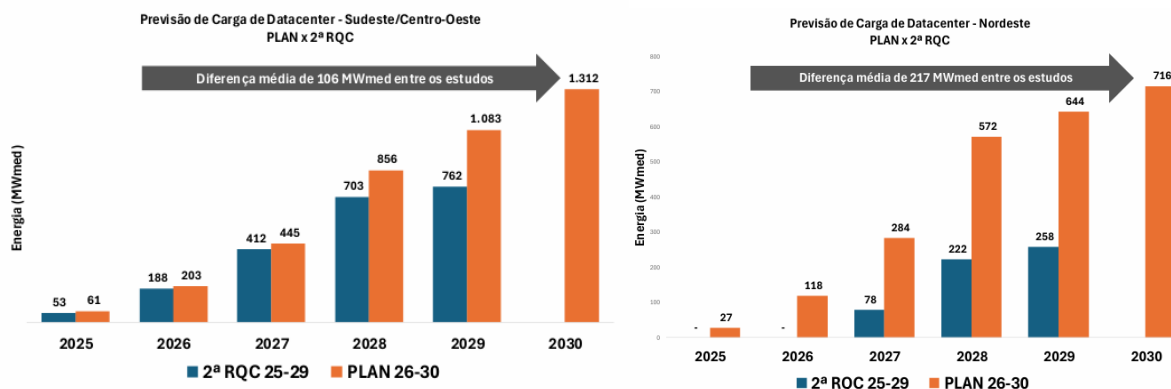


Figura 5. Previsão de Carga de Datacenter - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Subsistema Nordeste (PLAN 26-30 versus 2ª RQC do PLAN 25-29)

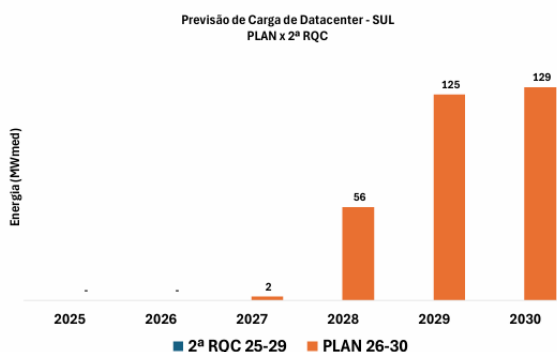


Figura 6. Previsão de Carga de Datacenter - Subsistema Sul

No momento da concepção do cenário de cargas especiais, em especial do cenário de carga de datacenter, não foi considerado o Regime Especial de Tributação para Serviços de Data Center - ReData.

## 4. PROJEÇÃO DE MMGD NO SIN, 2026-2030

A capacidade instalada de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) alcançou 36,9 GW em 2024, apresentando aumento de 37,7% em relação ao ano anterior. Entre janeiro e outubro de 2025, de acordo com dados de 19/11/2025 disponibilizados pela ANEEL, foram adicionados 6,5 GW à base instalada de MMGD.

Com base na metodologia do Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD)<sup>2</sup>, no horizonte de planejamento, espera-se expansão de 26,0 GW em relação a outubro de 2025, resultando em uma capacidade instalada de MMGD de cerca de 69,5 GW em 2030.

A análise do potencial de adesão de novos consumidores à MMGD a partir de 2024 considera a progressão no pagamento pelo uso do serviço de distribuição como previsto no artigo 27 da Lei nº 14.300/2022 e apresentado na Tabela 1.

**Tabela 1. Cronograma de redução dos subsídios à MMGD**

<b>GD &lt; 500kW</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
TUSD Distribuição	30%	45%	60%	75%	90%
TUSD Transmissão	-	-	-	-	-
Encargos P&D, PEE e TFSE	-	-	-	-	-
Demais encargos	-	-	-	-	-
TUSD Perdas	-	-	-	-	-
TE Outros	-	-	-	-	-
TE Energia	-	-	-	-	-
<i>Tipo Cobrança Demanda</i>					
Grupo A	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg
<b>GD &gt; 500kW</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
TUSD Distribuição	100%	100%	100%	100%	100%
TUSD Transmissão	40%	40%	40%	40%	40%
Encargos P&D, PEE e TFSE	100%	100%	100%	100%	100%
Demais encargos	-	-	-	-	-
TUSD Perdas	-	-	-	-	-
TE Outros	-	-	-	-	-
TE Energia	-	-	-	-	-
<i>Tipo Cobrança Demanda</i>					
Grupo A	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg	TUSDg

Nota: Aplicável a unidades com solicitação de acesso na distribuidora a partir do 2º semestre de 2023.

Fonte: *Elaboração própria com base na Lei*

<sup>2</sup> Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-889/NT-EPE-DEA-SEE-009-2025.pdf>

Além do quadro regulatório, as premissas econômicas e as instalações de MMGD já implantadas e cadastradas na ANEEL lastrearam a evolução do mercado potencial de adotantes determinada pelo 4MD. A Tabela 2 mostra a geração estimada de MMGD nos anos de 2026 e 2030, configurando no período um crescimento médio anual de 15,9%. Com isso, a MMGD deve atender cerca de 11% da carga no SIN em 2030.

**Tabela 2. SIN. Geração Total de MMGD por Subsistema (MW médio), 2026-2030**

<b>Subsistema</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Norte	587	667	741	813	881
Nordeste	1,634	1,831	2,003	2,158	2,303
Sudeste/CO	4,053	4,470	4,863	5,246	5,627
Sul	1,479	1,607	1,726	1,838	1,945
<b>SIN</b>	<b>7,752</b>	<b>8,575</b>	<b>9,334</b>	<b>10,055</b>	<b>10,756</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE

## 5. PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN, 2026-2030

A partir da metodologia descrita nas seções anteriores, obtém-se a carga projetada para o horizonte de planejamento (período 2026-2030), como apresentado na Tabela 3. A discretização dos valores anuais de carga de energia em seus valores mensais encontra-se no Anexo A deste relatório.

**Tabela 3. Carga projetada para o PLAN 2026-2030 (MW médio)**

Subsistema	2026	2027	2028	2029	2030	D% ao ano
Norte	8.861	9.099	9.372	9.640	9.915	3,7%
Nordeste	14.208	14.869	15.651	16.231	16.829	4,6%
Sudeste/CO	47.634	49.476	51.317	53.037	54.804	3,8%
Sul	14.365	14.861	15.435	16.041	16.602	3,5%
SIN	85.067	88.306	91.775	94.949	98.151	3,8%

A Tabela 4 mostra a diferença entre a carga projetada por subsistema no PLAN 2026-2030 com a carga projetada na 2ª Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética no período de 2025 a 2029 (2ª RQ 2025-2029). Importante observar que valores negativos indicam que as cargas projetadas no PLAN 2026-2030 são menores que às previstas na 2ª RQ 2025-2029.

Observa-se também, na Tabela 4, que as diferenças se iniciam no ano base de 2025 devido à atualização da base de dados utilizada entre os estudos. O PLAN 2026-2030 incorpora a carga prevista no PMO de dezembro de 2025, enquanto a 2ª RQ 2025-2029 considera as previsões do PMO de agosto de 2025.

**Tabela 4. Diferença entre PLAN 2026-2030 e 2ª RQ 2025-2029 (MW médio)**

Subsistema	2025	2026	2027	2028	2029	D médio
Norte	174	159	153	147	141	155
Nordeste	-12	38	111	233	245	123
Sudeste/CO	-146	-248	-294	-240	-144	-214
Sul	-256	-279	-308	-285	-251	-276
SIN	-240	-331	-337	-145	-9	-212

A carga de energia do SIN, prevista para o ano de 2026 deverá apresentar um crescimento de 4,6% relativamente ao ano anterior, ou seja, 3.765 MW médios superior à carga estimada para o ano de 2025 e, situando-se 311 MW médios inferior ao valor previsto na 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o PLAN - Planejamento Anual da Operação Energética 2025-2029.

Ao longo do horizonte de planejamento, percebe-se redução na carga projetada para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e, um aumento na projeção da carga dos subsistemas Norte e Nordeste. A redução é explicada pela diminuição do crescimento do PIB em relação à 2ª RQ 2025-2029. No subsistema Norte, entretanto, esse comportamento não se verifica, uma

vez que a carga realizada em 2025 foi superior ao montante considerado naquela revisão, resultado esse parcialmente impactado pela interligação de Roraima em setembro de 2025. Já no Nordeste, o menor crescimento do PIB não foi percebido devido a um aumento da carga de Data Center no subsistema, que, conforme apresentado na seção anterior, foi 386 MW médios superior ao valor adotado na 2ª RQ 2025-2029.

Os resultados da projeção da carga, detalhados em valores mensais por subsistema, são apresentados em Anexo.

## 6. PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA NO SIN, 2025-2029

Para as projeções de demanda máxima realizada no estudo do Planejamento Anual da Operação Energética 2026-2030 foram considerados os efeitos decorrentes da Portaria Normativa N° 50/2022 MME, que possibilita aos consumidores do Grupo A, com demanda inferior à 500 kW, a migração ao mercado livre de energia - ACL e a demanda de cargas especiais. Dessa forma, no decorrer do documento serão apresentadas as duas etapas realizadas para a projeção da demanda máxima considerada no estudo, “Projeção da carga de demanda máxima base” e a “Projeção da carga de demanda máxima considerando os efeitos da portaria N° 50/2022 MME”, bem como eventuais atualizações dos parâmetros da projeção.

### 6.1. Projeção da Carga de Demanda Máxima Base

Para as projeções de demanda integrada base para o Planejamento Anual da Operação Energética 2026-2030, foi utilizada a Carga Global recomposta com MMGD no período 2019 a 2025. A partir desse histórico, sem a consideração dos anos de 2020 e 2023, foi realizado o cálculo do Fator de Carga para cada ano (Eq. 1) por subsistema e sistema. Esses fatores foram utilizados para a determinação do Fator de carga médio anual (Eq. 2) que são utilizados para a realização da previsão de demanda máxima integrada da Carga Global a partir da energia prevista para o período.

$$FC_{ano} = \frac{\text{Carga de Energia Anual (MW}_{\text{medio}})}{\text{Demanda Máxima Integrada Anual (MWh/h)}} \quad (\text{Eq. 1})$$

$$FC_{medio} = \sum_{ano=2018}^{2024} FC_{ano} / 4 \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

$FC_{ano}$  - Fator de Carga de cada ano do estudo.

$FC_{medio}$  - Fator de carga médio dos anos do estudo.

Após a previsão das demandas máximas anuais, utilizando os fatores de carga previamente calculados, as previsões anuais foram desagregadas mensalmente. As projeções anuais foram desagregadas, em valores mensais, utilizando-se a sazonalidade média mensal observada no período entre 2019 e 2025 (Eq. 4), expurgando o ano de 2020 e 2023 (Eq. 3).

$$\frac{Sazo_{mes,ano}}{Demanda\ Máxima\ Integrada_{mes,ano}} = \frac{Demanda\ Máxima\ Integrada_{mes,ano}}{Demanda\ Máxima\ Integrada\ Anual_a} \quad (Eq. 3)$$

$$Sazo_{media} = \sum_{i=2018}^{2024} Sazo_{mes,ano} / 4 \quad (Eq. 4)$$

Onde:

$Sazo_{mes,ano}$  - Sazonalidade Observada de cada mês e ano do estudo.

$Sazo_{média}$  - Sazonalidade média mensal dos anos do estudo.

## 6.2. Projeção da Carga de Demanda Máxima considerando os Efeitos da Portaria N° 50/2022 MME

Após a execução dos passos descritos no item 8.1 foram obtidas as projeções de carga global de demanda máxima sem a consideração do efeito da Portaria N° 50/2022 MME. Dessa forma, no presente item será descrito como foram agregados nas previsões de demanda os efeitos dessa portaria. Ressalta-se que, a metodologia para o cálculo dos efeitos dessa portaria encontra-se descrita na nota técnica PROJEÇÃO DE CARGA GLOBAL DE DEMANDA MÁXIMA CONSIDERANDO OS EFEITOS DA PORTARIA NORMATIVA N° 50/2022, elaborada em conjunto pelo ONS, CCEE e EPE. Ressalta-se que, somente os dados referentes ao número de consumidores que migraram para o mercado livre de energia, em função da portaria N° 50/2022 MME, e a demanda média desses consumidores foram atualizados, utilizando como base o mês de outubro/2025, como apresentado na tabela a seguir. Em função dessa atualização de dados, foram reajustados os parâmetros da curva de projeção de migração de consumidores e o incremento máximo na demanda noturna em função dessa portaria.

Tabela 5 - Dados Portaria 50 ANEEL - Outubro/2026

<b>Dados ANEEL 31/10/2025</b>			
	<b>Demanda dos consumidores (KW)</b>	<b>Número de Consumidores</b>	<b>Unidades Consumidores (%)</b>
<b>SECO</b>	<b>150</b>	<b>23.818</b>	<b>55%</b>
<b>S</b>	<b>143</b>	<b>10.826</b>	<b>25%</b>
<b>NE</b>	<b>125</b>	<b>7.362</b>	<b>17%</b>
<b>N</b>	<b>137</b>	<b>1.299</b>	<b>3%</b>
<b>SIN</b>	<b>143</b>	<b>43.305</b>	<b>100%</b>

Para consideração dos efeitos da portaria n° 50/2022 MME inicialmente, foram calculados os perfis típicos de demanda máxima para cada subsistema, sistema e SIN por mês. Para o cálculo desses perfis foi utilizada a técnica de clusterização K-médias (do inglês *K-means*), metodologia, amplamente utilizada na literatura, que permite agrupar por similaridade conjuntos de dados. Logo, foram utilizados diversos perfis de carga (normalizados em função da demanda máxima), sendo escolhido como perfil típico o maior centroide entre os clusters.<sup>3</sup>

De posse desses perfis, eles foram desnormalizados utilizando os valores de demanda máxima previstos no item 6.1. Em seguida, foram agregados, ao longo das curvas de carga calculadas, os efeitos da Portaria Normativa N° 50.

Em seguida, foi desconsiderado o efeito dos consumidores que já realizaram sua migração ao mercado livre de energia, em função da portaria, sendo expurgados das curvas os valores “verificados” de acréscimo na demanda máxima noturna. Para esse cálculo foi considerado como fixo número de consumidores que migraram ao mercado livre em outubro/2025 e adotada a metodologia descrita na nota técnica. Por fim, os valores máximos de cada curva correspondem às previsões de demanda máxima integrada, considerando o efeito da Portaria Normativa N° 50 MME.

A partir dos valores de demanda máxima integrada, as previsões de demanda máxima instantânea foram calculadas, utilizando-se o Fator de Relação mensal entre Demanda Máxima Instantânea e Integrada (Eq. 5).

<sup>3</sup> Observação: destaca-se que após a escolha desses centroides, todos eles foram normalizados novamente, garantindo que todos os perfis apresentem em alguma hora do dia o valor de 1 P.U.

$$FR = \frac{\text{Demanda Máxima Instantânea (MW)}}{\text{Demanda Máxima Integrada (MWh/h)}} \quad (\text{Eq. 5})$$

Os resultados obtidos para os valores máximos de demanda integrada e instantânea são apresentados na Tabela 6 e na Tabela 7.

**Tabela 6. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Integrada (MWh/h)**

Subsistema	2026	2027	2028	2029	2030
Norte	10,975	11,270	11,608	11,940	12,281
Nordeste	17,649	18,415	19,323	20,028	20,753
Sudeste/CO	64,071	66,445	68,770	71,085	73,394
Sul	22,711	23,493	24,363	25,289	26,169
<b>N/NE</b>	<b>28,252</b>	<b>29,320</b>	<b>30,563</b>	<b>31,590</b>	<b>32,644</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>85,658</b>	<b>88,773</b>	<b>91,926</b>	<b>95,126</b>	<b>98,273</b>
<b>SIN</b>	<b>111,807</b>	<b>115,940</b>	<b>120,257</b>	<b>124,403</b>	<b>128,524</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

**Tabela 7. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Instantânea (MW)**

Subsistema	2026	2027	2028	2029	2030
Norte	11,053	11,351	11,691	12,025	12,368
Nordeste	17,767	18,538	19,452	20,161	20,892
Sudeste/CO	64,380	66,766	69,102	71,428	73,748
Sul	22,831	23,617	24,492	25,423	26,308
<b>N/NE</b>	<b>28,383</b>	<b>29,456</b>	<b>30,704</b>	<b>31,736</b>	<b>32,795</b>
<b>S/SE/CO</b>	<b>85,994</b>	<b>89,121</b>	<b>92,287</b>	<b>95,499</b>	<b>98,659</b>
<b>SIN</b>	<b>112,142</b>	<b>116,288</b>	<b>120,642</b>	<b>124,776</b>	<b>128,909</b>

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

# ANEXOS

## A: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN

## ANEXO A: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN

### Carga de Energia (MW médio)

#### Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	8.532	8.549	8.619	8.759	8.815	8.792	8.757	9.108	9.348	9.234	9.072	8.732	8.861
2027	8.492	8.799	8.875	9.019	9.076	9.052	9.018	9.380	9.629	9.511	9.342	8.992	9.099
2028	8.746	9.024	9.144	9.291	9.353	9.326	9.292	9.669	9.925	9.804	9.628	9.266	9.372
2029	8.989	9.313	9.401	9.553	9.616	9.588	9.553	9.942	10.207	10.083	9.900	9.526	9.640
2030	9.246	9.579	9.669	9.825	9.891	9.862	9.826	10.226	10.499	10.371	10.182	9.798	9.915

#### Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	14.341	14.510	14.391	14.173	13.945	13.424	13.452	13.825	14.214	14.830	14.814	14.596	14.208
2027	15.067	15.187	15.064	14.839	14.577	14.037	14.067	14.452	14.858	15.496	15.479	15.326	14.869
2028	15.860	15.984	15.857	15.624	15.353	14.795	14.826	15.224	15.646	16.306	16.288	16.056	15.650
2029	16.447	16.576	16.445	16.203	15.924	15.347	15.379	15.791	16.229	16.911	16.893	16.653	16.231
2030	17.048	17.179	17.046	16.800	16.516	15.929	15.962	16.380	16.828	17.521	17.503	17.259	16.829

#### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	46.612	50.250	50.980	48.881	46.878	45.294	44.989	45.934	47.972	48.371	47.819	47.861	47.634
2027	51.376	51.865	52.681	50.523	48.464	46.865	46.448	47.420	49.528	49.938	49.371	49.414	49.476
2028	53.253	53.827	54.600	52.379	50.261	48.590	48.205	49.205	51.361	51.782	51.198	51.252	51.317
2029	55.114	55.633	56.428	54.142	51.961	50.242	49.801	50.831	53.050	53.484	52.883	53.067	53.037
2030	56.919	57.445	58.253	55.932	53.719	51.976	51.528	52.574	54.826	55.266	54.656	54.753	54.804

#### Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	15.097	15.849	15.260	14.351	13.621	13.630	13.763	13.768	13.631	14.017	14.694	14.803	14.365
2027	15.951	16.360	15.753	14.813	14.060	14.070	14.206	14.212	14.070	14.469	15.168	15.306	14.861
2028	16.554	16.977	16.348	15.376	14.597	14.607	14.748	14.754	14.607	15.020	15.743	15.935	15.434
2029	17.211	17.649	16.998	15.992	15.186	15.196	15.342	15.348	15.196	15.624	16.372	16.493	16.041
2030	17.808	18.262	17.588	16.547	15.712	15.723	15.874	15.881	15.723	16.166	16.940	17.115	16.602

#### Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	84.582	89.158	89.250	86.164	83.259	81.140	80.961	82.635	85.165	86.452	86.399	85.992	85.067
2027	90.886	92.211	92.373	89.194	86.177	84.024	83.739	85.464	88.085	89.414	89.360	89.038	88.306
2028	94.413	95.812	95.949	92.670	89.564	87.318	87.071	88.852	91.539	92.912	92.857	92.509	91.774
2029	97.761	99.171	99.272	95.890	92.687	90.373	90.075	91.912	94.682	96.102	96.048	95.739	94.949
2030	101.021	102.465	102.556	99.104	95.838	93.490	93.190	95.061	97.876	99.324	99.281	98.925	98.150

Nota: Para janeiro de 2026 foram adotados os valores referentes ao PMO de Janeiro.

Fonte: EPE/ONS/CCEE

## Demanda Máxima Integrada (MWh/h)

### Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	9.857	10.115	10.157	10.110	10.384	10.281	10.067	10.796	10.975	10.854	10.844	10.617	10.975
2027	10.122	10.389	10.430	10.382	10.664	10.558	10.338	11.087	11.270	11.147	11.136	10.902	11.270
2028	10.426	10.702	10.743	10.694	10.984	10.875	10.648	11.419	11.608	11.481	11.470	11.230	11.608
2029	10.723	11.008	11.050	10.999	11.298	11.186	10.952	11.746	11.940	11.809	11.798	11.550	11.940
2030	11.030	11.322	11.365	11.313	11.620	11.505	11.265	12.081	12.281	12.146	12.135	11.880	12.281

### Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	16.709	17.116	17.020	16.575	16.326	15.705	15.719	15.945	16.849	17.476	17.649	17.384	17.649
2027	17.495	17.889	17.790	17.329	17.068	16.457	16.470	16.702	17.608	18.255	18.415	18.212	18.415
2028	18.379	18.779	18.677	18.200	17.943	17.330	17.341	17.579	18.514	19.166	19.323	19.039	19.323
2029	19.054	19.465	19.359	18.867	18.606	17.979	17.989	18.234	19.199	19.868	20.028	19.734	20.028
2030	19.748	20.172	20.063	19.554	19.284	18.636	18.646	18.899	19.897	20.588	20.753	20.450	20.753

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	64.071	63.646	63.345	59.982	59.192	57.077	56.818	57.796	61.662	61.530	62.696	61.378	64.071
2027	66.445	66.006	65.759	62.283	61.687	59.521	59.142	60.147	64.147	63.821	65.201	63.830	66.445
2028	68.770	68.389	68.068	64.491	64.007	61.743	61.390	62.416	66.511	66.075	67.581	66.173	68.770
2029	71.085	70.620	70.290	66.606	66.160	63.824	63.410	64.463	68.674	68.192	69.769	68.444	71.085
2030	73.394	72.915	72.575	68.782	68.333	65.925	65.497	66.579	70.913	70.416	72.037	70.580	73.394

### Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	22.711	22.636	21.635	20.762	18.895	18.645	19.247	18.757	18.935	20.806	21.877	21.788	22.711
2027	23.493	23.415	22.380	21.477	19.641	19.380	19.999	19.488	19.669	21.601	22.630	22.563	23.493
2028	24.363	24.282	23.211	22.277	20.432	20.158	20.796	20.263	20.448	22.444	23.470	23.450	24.363
2029	25.289	25.206	24.097	23.130	21.242	20.956	21.614	21.061	21.250	23.315	24.365	24.266	25.289
2030	26.169	26.083	24.936	23.934	21.982	21.686	22.366	21.792	21.987	24.123	25.212	25.160	26.169

### Sistema Norte/Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	26.308	26.956	26.949	26.344	26.415	25.659	25.479	26.392	27.592	28.252	28.192	27.825	28.252
2027	27.350	27.992	27.984	27.357	27.426	26.675	26.489	27.426	28.638	29.320	29.239	28.933	29.320
2028	28.525	29.183	29.174	28.525	28.608	27.850	27.656	28.620	29.871	30.563	30.468	30.079	30.563
2029	29.489	30.166	30.155	29.484	29.573	28.797	28.597	29.588	30.879	31.590	31.489	31.089	31.590
2030	30.480	31.177	31.165	30.472	30.563	29.762	29.555	30.576	31.909	32.644	32.540	32.128	32.644

### Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	85.658	85.383	84.020	79.463	77.793	75.122	75.513	75.766	80.040	80.454	82.833	82.152	85.658
2027	88.773	88.490	87.144	82.431	81.022	78.275	78.567	78.816	83.238	83.469	86.024	85.340	88.773
2028	91.926	91.706	90.249	85.390	84.121	81.252	81.589	81.829	86.358	86.496	89.178	88.530	91.926
2029	95.126	94.828	93.321	88.312	87.072	84.108	84.407	84.644	89.303	89.415	92.197	91.580	95.126
2030	98.273	97.967	96.409	91.245	89.975	86.917	87.226	87.463	92.258	92.378	95.249	94.573	98.273

### Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	111.807	111.587	110.677	104.812	103.282	99.486	99.562	100.866	106.778	107.536	109.911	109.520	111.807
2027	115.940	115.696	114.820	108.759	107.534	103.627	103.591	104.925	111.033	111.486	113.940	113.634	115.940
2028	120.257	120.076	119.106	112.858	111.818	107.749	107.742	109.106	115.374	115.671	118.295	117.869	120.257
2029	124.403	124.143	123.143	116.701	115.717	111.513	111.453	112.851	119.306	119.556	122.305	121.873	124.403
2030	128.524	128.256	127.225	120.582	119.582	115.243	115.177	116.616	123.268	123.526	126.354	125.873	128.524

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

## Demanda Máxima Instantânea (MW)

### Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	9.933	10.189	10.210	10.190	10.473	10.401	10.147	10.919	11.053	11.007	10.999	10.695	11.053
2027	10.201	10.465	10.485	10.465	10.755	10.681	10.420	11.213	11.351	11.303	11.295	10.983	11.351
2028	10.507	10.780	10.800	10.778	11.077	11.001	10.733	11.549	11.691	11.642	11.634	11.312	11.691
2029	10.807	11.088	11.108	11.086	11.394	11.316	11.039	11.879	12.025	11.975	11.966	11.635	12.025
2030	11.115	11.405	11.425	11.403	11.719	11.639	11.354	12.218	12.368	12.317	12.308	11.968	12.368

### Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	16.768	17.206	17.127	16.671	16.386	15.830	15.825	16.080	16.953	17.590	17.767	17.496	17.767
2027	17.557	17.984	17.901	17.430	17.131	16.589	16.581	16.844	17.717	18.374	18.538	18.330	18.538
2028	18.444	18.878	18.794	18.306	18.010	17.468	17.458	17.728	18.629	19.291	19.452	19.162	19.452
2029	19.122	19.568	19.481	18.976	18.675	18.122	18.111	18.388	19.318	19.998	20.161	19.862	20.161
2030	19.818	20.279	20.188	19.667	19.356	18.785	18.773	19.059	20.020	20.722	20.892	20.582	20.892

### Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	64.380	64.044	63.687	60.714	59.547	57.764	57.417	58.566	62.127	62.154	62.998	61.753	64.380
2027	66.766	66.419	66.115	63.043	62.057	60.237	59.766	60.948	64.632	64.468	65.515	64.221	66.766
2028	69.102	68.817	68.436	65.278	64.391	62.486	62.038	63.248	67.013	66.746	67.908	66.578	69.102
2029	71.428	71.061	70.669	67.419	66.557	64.592	64.080	65.322	69.193	68.884	70.106	68.863	71.428
2030	73.748	73.371	72.967	69.622	68.743	66.718	66.189	67.466	71.448	71.130	72.384	71.012	73.748

### Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	22.831	22.754	21.756	20.941	19.130	18.855	19.512	19.210	19.189	21.030	22.044	21.943	22.831
2027	23.617	23.537	22.505	21.662	19.885	19.598	20.275	19.959	19.933	21.834	22.802	22.723	23.617
2028	24.492	24.409	23.341	22.469	20.686	20.385	21.082	20.752	20.721	22.686	23.649	23.616	24.492
2029	25.423	25.337	24.232	23.330	21.506	21.192	21.912	21.569	21.534	23.566	24.551	24.439	25.423
2030	26.308	26.219	25.075	24.141	22.255	21.930	22.674	22.318	22.282	24.383	25.405	25.339	26.308

### Sistema Norte/Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	26.380	27.069	27.084	26.472	26.525	25.852	25.617	26.584	27.751	28.383	28.351	27.986	28.383
2027	27.424	28.111	28.124	27.490	27.539	26.876	26.633	27.626	28.803	29.456	29.404	29.100	29.456
2028	28.603	29.306	29.319	28.663	28.726	28.059	27.807	28.828	30.043	30.704	30.640	30.253	30.704
2029	29.569	30.293	30.305	29.628	29.696	29.014	28.752	29.803	31.057	31.736	31.667	31.268	31.736
2030	30.562	31.308	31.320	30.620	30.690	29.986	29.716	30.798	32.093	32.795	32.724	32.313	32.795

### Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	85.994	85.792	84.413	80.056	78.262	75.641	76.265	77.026	80.687	81.028	83.261	82.608	85.994
2027	89.121	88.913	87.551	83.046	81.509	78.815	79.350	80.126	83.911	84.064	86.469	85.813	89.121
2028	92.287	92.145	90.671	86.028	84.628	81.812	82.402	83.190	87.056	87.113	89.639	89.022	92.287
2029	95.499	95.282	93.757	88.971	87.597	84.688	85.248	86.051	90.025	90.052	92.674	92.089	95.499
2030	98.659	98.436	96.860	91.927	90.517	87.516	88.095	88.917	93.004	93.037	95.741	95.098	98.659

### Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2026	112.142	112.113	111.045	105.635	103.924	100.055	100.486	102.139	107.415	108.146	110.394	110.003	112.142
2027	116.288	116.241	115.202	109.614	108.203	104.220	104.552	106.250	111.695	112.119	114.441	114.134	116.288
2028	120.618	120.642	119.502	113.744	112.513	108.365	108.742	110.483	116.062	116.327	118.815	118.388	120.642
2029	124.776	124.729	123.553	117.617	116.437	112.151	112.487	114.275	120.018	120.234	122.843	122.410	124.776
2030	128.909	128.860	127.648	121.529	120.325	115.902	116.246	118.087	124.003	124.226	126.910	126.428	128.909

Fonte: EPE/ONS/CCEE.