Gráfico 3-1. - Projeção de Carga

Demanda de Energia e Demanda Máxima
Notas: O montante apresentado como PCH inclui também as CGH existentes. 
A oferta inicial considera 2.975 MW de usinas termelétricas cuja potência disponível é nula.
Gráfico 3-3. - Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade

Usinas que iniciam operação comercial, de acordo com o DMSE, a partir do segundo dia do mês são consideradas no incremento do mês seguinte.
As usinas termelétricas a óleo diesel, óleo combustível e gás natural retiradas da expansão nas datas de término de seus contratos não estão contabilizadas nesse gráfico.
Gráfico 3-4. - Balanço Comercial de Garantia Física e comparação entre as projeções de demanda
Gráfico 3-5. - Expansão Indicativa de Referência

<table>
<thead>
<tr>
<th>Fontes</th>
<th>2021</th>
<th>2022</th>
<th>2023</th>
<th>2024</th>
<th>2025</th>
<th>2026</th>
<th>2027</th>
<th>2028</th>
<th>2029</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Biomassa + Biogás</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>180</td>
<td>460</td>
<td>740</td>
<td>1.020</td>
<td>1.300</td>
<td>1.580</td>
<td>1.860</td>
</tr>
<tr>
<td>Eólica</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>3.000</td>
<td>6.000</td>
<td>9.000</td>
<td>12.000</td>
<td>15.000</td>
<td>18.000</td>
<td>21.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Hidráulica</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>385</td>
<td>803</td>
<td>1.298</td>
<td>1.819</td>
</tr>
<tr>
<td>PCH</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>300</td>
<td>600</td>
<td>900</td>
<td>1.200</td>
<td>1.500</td>
<td>1.800</td>
<td>2.100</td>
</tr>
<tr>
<td>Fotovoltaica</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>1.000</td>
<td>2.000</td>
<td>3.000</td>
<td>4.000</td>
<td>5.000</td>
<td>6.000</td>
<td>7.000</td>
</tr>
<tr>
<td>Térmica</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>0</td>
<td>3.872</td>
<td>6.164</td>
<td>9.709</td>
<td>12.830</td>
<td>15.854</td>
<td>20.997</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Gráfico 3-6. - Variação entre a capacidade instalada inicial e com a expansão do PDE 2029 por tecnologia

Capacidade Instalada em 2019 e 2029 (GW)

- UHE (104.0 GW)
- Gás Natural (35.7 GW)
- Nuclear (12.9 GW)
- Carvão (2.0 GW)
- Diesel e Óleo (4.7 GW)
- Eólica (39.5 GW)
- Biomassa (15.0 GW)
- Solar (13.3 GW)
- GD (15.8 GW)
- PCH (10.6 GW)
- GD (12.0 GW)
- PCH (9.0 GW)

(1) Os dados de maio de 2019
(2) Gás natural inclui gás de processo
(3) Para fins de exibição, as barras que representam a UHE tiveram sua escala justada, entretanto os valores mostrados correspondem aos dados de capacidade instalada
(4) UHE não inclui a parte paraguaia da usina de Itaipu
Gráfico 3-7. - Participação das fontes na capacidade instalada da Geração Centralizada

Nota: A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH.
Gráfico 3-8. - Expectativa de geração mensal para suprimento à carga
Gráfico 3-9. - Expectativa de geração mensal para suprimento à carga em percentual da carga
Gráfico 3-10. - CVU x Disponibilidade de Geração Térmica do SIN

( 그것을 뜻하는 수식 없음) Corresponde às UTEs movidas à óleo diesel Pecém II (143,08 MW) e Camaçari Muricy II (143,08 MW)
Gráfico 3-11. - Fator de Despacho para as UTE indicativas do SIN (Simulação Newave)
Gráfico 3-12. - Atendimento à Demanda para novembro/29

<table>
<thead>
<tr>
<th>Geração (MW médio)</th>
<th>Cenário Favorável</th>
<th>Média 2000 Cenários</th>
<th>Cenário Desfavorável</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Hidrelétricas</td>
<td>Renováveis Não Controláveis</td>
<td>Térmelétricas</td>
</tr>
<tr>
<td>0</td>
<td>59.766</td>
<td>30.189</td>
<td>44.596</td>
</tr>
<tr>
<td>10.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>20.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>30.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>40.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>50.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>60.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>70.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>80.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>90.000</td>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>100.000</td>
<td>8.964</td>
<td>12.354</td>
<td>24.133</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Gráfico 3-13. - Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em novembro/29
Gráfico 3-14. - Relação entre despacho termelétrico e armazenamento dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em maio/29
Gráfico 3-15. - Fator de despacho médio por Patamar de carga para as UTE indicativas da Região Sudeste no período em 2029
Gráfico 3-16. - Intercâmbio para Atendimento à Ponta: Sul 2029

Limite de Fornecimento Sul

Folga de fornecimento do Sul: 13 GWMédios

Limite de Recebimento Sul

Folga de recebimento do Sul: 0,6 GWMédios

Fornecimento/Recebimento do Sul
Gráfico 3-17. - Intercâmbio para Atendimento à Ponta: Nordeste, 2029

Folga de fornecimento do NE: 5,7 GWh médios
Folga de recebimento do NE: 1,6 GWh médios
Gráfico 3-18. - Permanência do fornecimento/recebimento de energia do NE entre os meses de julho a dezembro: 2029
Gráfico 3-19. - Análise de demanda bruta e líquida do SIN em escala mensal – Ano de 2029

Curva de Permanência Anual - Rampas Positivas - SIN
Gráfico 3-20. - Perfis típicos de carga bruta e líquida do SIN
Gráfico 3-21. - Perfis típicos de carga bruta e líquida Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

**CURVA TÍPICA - NORDESTE**

- **Demanda Bruta**
- **Demanda Líquida - EOL**
- **Demanda Líquida - EOL+SOL+GD**

**Eixo X:** Hora

**Eixo Y:** Carga (MW médio)
Gráfico 3-21. - Perfis típicos de carga bruta e líquida Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

CURVA TÍPICA - SE/CO

Carga (MW médio)

Demanda Bruta
Demanda Líquida
Gráfico 3-22. - Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO e NE em escala anual

Curva de Permanência Anual - Rampas Positivas - SE/CO
Gráfico 3-22. - Análise de demanda bruta e líquida do SE/CO e NE em escala anual

Curva de Permanência Anual - Rampas Positivas - Nordeste
Gráfico 3-23. Variação dos requisitos de rampa com e sem as fontes não controláveis por subsistema
Gráfico 3-24. - Análise das rampas observadas na DB e DL do Nordeste – Escala Mensal
Gráfico 3-25. - Rampas a partir da Demanda líquida, em escala intradiária para o Nordeste
Gráfico 3-25. - Rampas a partir da Demanda líquida, em escala intradiária para o Nordeste

Curva de Permanência - Rampas Positivas - Rampa 17

Rampa DB
Rampa DL
Gráfico 3-26. - Maior rampa verificada nas UHE do SIN em 2018

9.079 MWh/h
Gráfico 3-28. - Participação das fontes na expansão dos diferentes crescimentos de mercado
Gráfico 3-29. - Oferta de Gás Natural Nacional

Oferta de Gás Natural Nacional

Potencial de Oferta (MW)

- 2026: R$193/MWh
- 2027: R$193/MWh
- 2028: R$160/MWh
- 2029: R$160/MWh

2026  2027  2028  2029
Gráfico 3-30. - Variações na Expansão Termelétrica Indicativa a Gás Natural de maior CVU

<table>
<thead>
<tr>
<th></th>
<th>2023</th>
<th>2024</th>
<th>2025</th>
<th>2026</th>
<th>2027</th>
<th>2028</th>
<th>2029</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Sem expansão até 2029 (- 10.4GW)</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
</tr>
<tr>
<td>Sem expansão até 2027 (- 7.7GW)</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,2</td>
<td>2,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Sem expansão até 2026 (- 6.7GW)</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>1,0</td>
<td>1,2</td>
<td>3,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Sem expansão até 2025 (- 3.9GW)</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>0,0</td>
<td>2,8</td>
<td>3,8</td>
<td>4,0</td>
<td>6,5</td>
</tr>
<tr>
<td>PDE (Expansão de Referência)</td>
<td>0,0</td>
<td>3,9</td>
<td>3,9</td>
<td>6,7</td>
<td>7,7</td>
<td>7,9</td>
<td>10,4</td>
</tr>
<tr>
<td>Mais 2.3GW a partir de 2029</td>
<td>0,0</td>
<td>3,9</td>
<td>3,9</td>
<td>6,7</td>
<td>7,7</td>
<td>7,9</td>
<td>12,7</td>
</tr>
<tr>
<td>Mais 3.8GW a partir de 2026</td>
<td>0,0</td>
<td>3,9</td>
<td>3,9</td>
<td>8,2</td>
<td>9,2</td>
<td>9,4</td>
<td>14,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Mais 4.8GW a partir de 2024</td>
<td>0,0</td>
<td>4,9</td>
<td>4,9</td>
<td>9,2</td>
<td>10,2</td>
<td>10,4</td>
<td>15,2</td>
</tr>
<tr>
<td>Mais 5.8GW a partir de 2023</td>
<td>1,0</td>
<td>5,9</td>
<td>5,9</td>
<td>10,2</td>
<td>11,2</td>
<td>11,4</td>
<td>16,2</td>
</tr>
</tbody>
</table>
Gráfico 3-31. - Atendimento à Demanda Máxima do SIN por Expansão Térmica a Gás (Ciclo Aberto)
Gráfico 3-32 - CVaR$_{5\%}$ da Potência não Suprida para Redução da Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN)
Gráfico 3-33 - CVaR₅% da Potência não Suprida para Aumento na Expansão (em % da Demanda Máxima do SIN)
Gráfico 3-34. - Risco de Déficit de Potência PDE x Caso Sem Expansão de 10.4GW até 2029
Gráfico 3-35. - Risco de Déficit de Potência PDE x Caso com mais 5.8GW de Expansão a partir de 2023
Gráfico 3-36. - Exemplo de impacto da Resposta da Demanda na curva de oferta x demanda