

# PDE 2027



## SUMÁRIO EXECUTIVO



# INTRODUÇÃO

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um documento informativo elaborado anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio da equipe da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG/MME).

Seu objetivo primordial é indicar, e não propriamente determinar, as perspectivas, sob a ótica do Governo, da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos. Tal visão permite extrair importantes elementos para o planejamento do setor de energia, com benefícios em termos de aumento de confiabilidade, redução de custos de produção e redução de impactos ambientais.

Preparado entre fevereiro de 2018 e setembro de 2018, o PDE 2027 segue a abordagem do plano anterior, destacando-se o reconhecimento das incertezas associadas ao exercício prospectivo.

Em particular para a expansão da geração centralizada de energia elétrica, é apresentada uma trajetória de referência para o qual são feitas 4 análises de sensibilidade (*cenários what-if*): a primeira considerando demanda maior, a segunda com restrição à expansão de gás natural, a terceira considerando o aproveitamento do pré-sal e a última para uma avaliação da tecnologia solar fotovoltaica. Tais cenários são importantes meios

de comunicar, por um lado, a incerteza das escolhas feitas nos estudos de planejamento, bem como avaliar os fatos portadores de futuro mais relevantes.

Ao mostrar como o planejamento vislumbra o desenvolvimento do sistema de energia brasileiro sob condições distintas de sua evolução, o PDE fornece importantes sinalizações para orientar as ações e decisões dos agentes no sentido de compatibilizar as projeções de crescimento econômico do País e a necessária expansão de oferta, de forma a garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável.

Este Sumário Executivo traz uma versão resumida das principais análises feitas no PDE 2027 em relação às premissas, perspectivas sobre a demanda de energia, a evolução da eficiência energética e da geração distribuída, a expansão da geração centralizada de energia elétrica, a expansão da transmissão de energia elétrica, as perspectivas sobre produção de petróleo e gás natural, a evolução do abastecimento de derivados de petróleo, a expansão da oferta de gás natural e biocombustíveis e a análise socioambiental.

A versão completa do documento com maior aprofundamento das questões, além de material adicional como dados de gráficos, as figuras, notas metodológicas, entre outros materiais de consulta, estão disponíveis na página do PDE 2027 no *site* da EPE.

# PREMISSAS ECONÔMICAS

Espera-se que o PIB per capita brasileiro cresça 2,2% ao ano no período entre 2018 a 2027, refletindo crescimento médio do PIB de 2,8% ao ano e de 0,6% ao ano da população brasileira.

Ao longo do horizonte, um crescimento mais sustentado é possível em virtude da premissa adotada de realização de reformas, ainda que parciais, que visem a melhorar o ambiente de negócios, permitindo um maior nível de investimentos (que cresce para patamares em torno de 21,5% do PIB no segundo quinquênio do horizonte) e um aumento da produtividade da economia.

Há incerteza considerável na projeção de crescimento do PIB, em particular no seu crescimento potencial. Embora uma recuperação cíclica no curto prazo seja possível pelos efeitos da redução da taxa básica de juros e alto nível de ociosidade na economia, um crescimento

sustentado mais elevado dependeria do enfrentamento de problemas estruturais complexos. Nesse caso, o crescimento acumulado do PIB poderia alcançar 39% no período decenal, 7 p.p maior do que na trajetória de referência (Tabela 1).

**Tabela 1. Trajetórias de crescimento econômico do PIB**

Trajetória	Taxa Média de Crescimento do PIB (% a.a.)		
	2017-2022	2022-2027	2017-2027
Referência	2,7	3,0	2,8
Alternativa	3,2	3,5	3,3

Em termos setoriais, espera-se que a retomada econômica impulse os setores mais atrelados à demanda interna (serviços, indústria de transformação e construção civil) a partir de 2019, enquanto os setores primário-exportadores (agropecuária e indústria extrativa) terão bom desempenho ao longo de todo o horizonte.

# DEMANDA DE ENERGIA

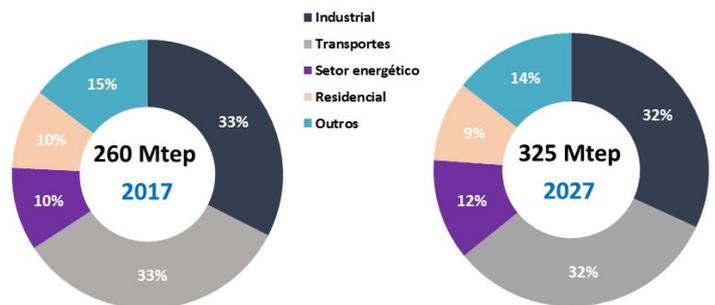
O consumo final de energia cresce à taxa média de 2,3% ao ano entre 2017 e 2027 (Tabela 2). O consumo per capita cresce 18% no período, atingindo cerca de 1,5 tep/hab no fim de 2027. Já a intensidade energética se reduz no período, graças à eficiência energética e a uma mudança na participação dos setores no consumo de energia.

**Tabela 2. Indicadores de consumo final de energia**

Indicador	Ano		
	2017	2022	2027
Consumo Final de Energia (milhões tep)	260	286	325
Consumo Final de energia per capita (tep/hab/ano)	1,25	1,33	1,47
Intensidade Energética da Economia (tep/mil R\$)	0,040	0,038	0,037

Na análise por setor (Figura 1), a indústria e o setor de transportes continuam a representar quase 2/3 do consumo final de energia. O setor energético (produção de energia) é o que mais ganha importância no consumo final, influenciado principalmente pelo aumento de produção do pré-sal e do setor sucroalcooleiro.

**Figura 1. Evolução do consumo final de energia por setor**



Na demanda total de energia do setor de transportes, o destaque é o crescimento da participação do etanol hidratado e do biodiesel. A frota nacional de veículos leves permanecerá essencialmente *flex fuel*, sendo pequena a participação de veículos híbridos e elétricos no final do decênio (menos de 2%).

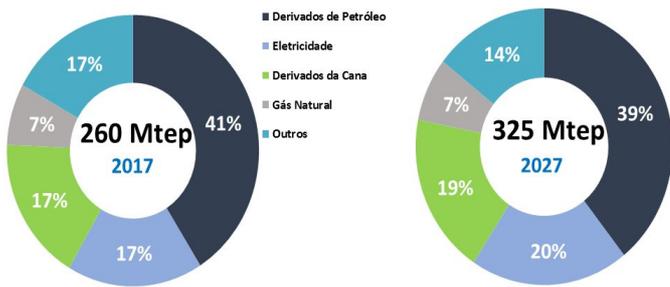
No consumo industrial, destacam-se os segmentos de papel e celulose e ferro-gusa e aço, que ganham importância no horizonte decenal, em detrimento dos segmentos de química e alimentos e bebidas. Ganham maior participação na indústria: a eletricidade e a lixívia obtida no processo produtivo da celulose.

No setor residencial, o condicionador de ar será o principal responsável pelo consumo de energia elétrica nos domicílios. Já a lâmpada será o dispositivo que apresentará a maior redução da participação no consumo total, resultado da maior penetração da tecnologia LED.

Na análise por fonte (Figura 2), mantém-se a tendência de crescente eletrificação do País. O gás natural, os derivados da cana e o biodiesel também ganham importância ao longo do período. Os derivados de petróleo mantêm-se como a principal fonte de energia final, embora parte de seu mercado potencial seja abatida pelo etanol e pelo biodiesel, especialmente no setor de transportes.

Espera-se o crescimento da importância relativa do biodiesel, do etanol, e da lixívia, esta última largamente utilizada para autoprodução de eletricidade.

**Figura 2. Evolução do consumo final de energia por fonte**

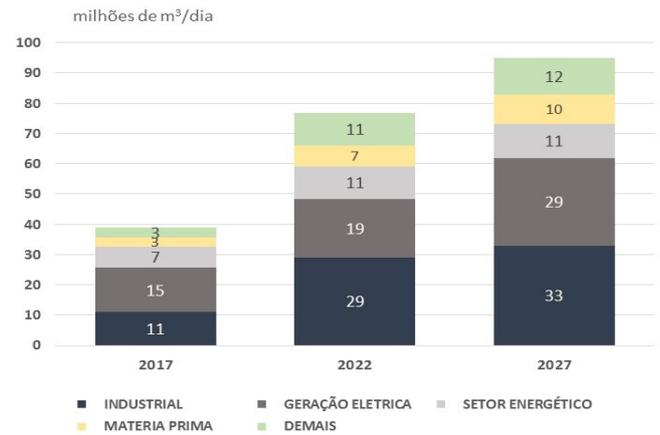


Em relação ao consumo de gás natural (Figura 3), embora ainda maior do que 2017, há, ao fim do primeiro quinquênio, uma redução associada à geração elétrica esperada em relação aos valores observados em 2018. Isso ocorre devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas observadas recentemente e à entrada em plena operação dos grandes empreendimentos hidrelétricos construídos nos últimos anos.

O aumento da competitividade do gás natural passa pelo preço do energético frente aos seus concorrentes, pela confiança do consumidor no fornecimento do energético e na redução da insegurança na conversão de equipamentos e mudança de tecnologia.

O programa de desinvestimento da Petrobras representa grande oportunidade de ingresso de novos agentes no setor. Se forem adequadamente endereçados os entraves ao mercado de gás natural, há uma perspectiva promissora.

**Figura 3. Evolução do consumo final de gás natural**

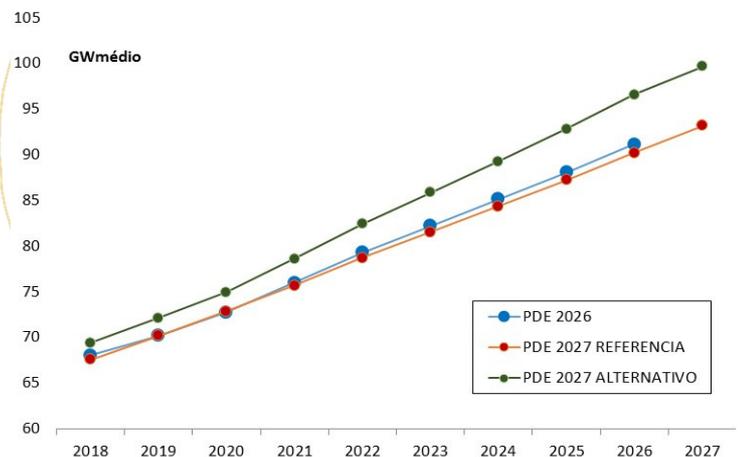


Espera-se que o consumo total de eletricidade cresça cerca de 28% a mais que a economia brasileira no período decenal, influenciado tanto pela autoprodução clássica quanto pelo consumo na rede.

O consumo industrial na rede cresce abaixo da média, com melhora no segundo quinquênio. O número de consumidores residenciais alcança o total de 84 milhões em 2027, para um consumo médio residencial na faixa de 196 kWh/mês.

A estimativa de carga para o PDE 2027 é bem próxima à da previsão do PDE 2026 (Figura 4). Em 2026, na comparação com a previsão do PDE 2026, a projeção do PDE 2027 situa-se 1 GWmédio abaixo na trajetória de referência e de cerca de 5,5 GWmédios acima na trajetória de crescimento mais acelerado.

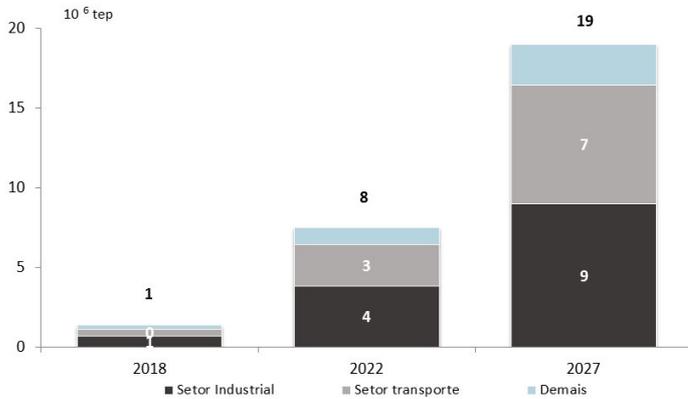
**Figura 4. Evolução da carga**



## EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Em 2027, a eficiência energética atingirá 19 milhões de tep, o que representa 8% do consumo final energético do Brasil em 2017 (Figura 5).

**Figura 5. Total conservado de energia**



A energia elétrica conservada (41 TWh) corresponderá à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 10 GW, equivalente à soma da parte brasileira da UHE de Itaipu e da UHE Xingó.

Já o volume de combustível poupado (318 mil barris por dia) será de 11% do petróleo produzido no País em 2017.

Na indústria, a conservação de energia representará 6% da demanda de energia final prevista em 2027. Já a conservação de eletricidade representará 5,6%, equivalente ao consumo atual da indústria de ferro gusa e aço.

No setor de transportes, devido às melhorias tecnológicas de motores e à priorização do transporte coletivo em vias preferenciais, entre outros, a eficiência energética atinge ganhos da ordem de 6% em 2027.

No setor residencial, a conservação de energia elétrica é estimada em 4% do consumo total. O aumento da renda, acima da trajetória considerada, levaria a um crescimento da venda de equipamentos novos mais eficientes e taxas mais elevadas de conservação de energia, *ceteris paribus*.

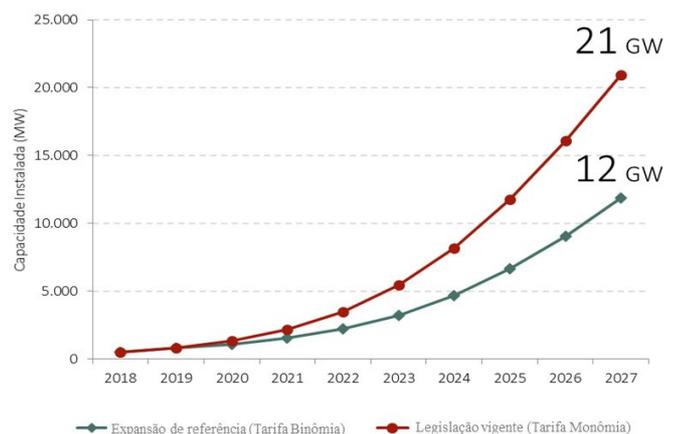
## GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

Se forem mantidas as condições regulatórias atuais, em 2027 a marca de 21 GW de micro e minigeradores pode ser atingida, o que pode evidenciar os desequilíbrios tarifários provocados pelas regras vigentes (sistema de compensação integral e tarifas 100% volumétricas). Neste patamar, a presença da micro e minigeração distribuída deixa de ser insignificante no sistema, ampliando seus impactos (positivos e negativos). Dessa forma, estudos atualizados e aprofundados precisam ser realizados para quantificar os custos e benefícios dessa modalidade de geração para embasar as próximas decisões políticas e regulatórias relacionadas à MMGD.

Na expansão de referência (Figura 6) é considerada a aplicação de tarifa binômia a partir de 2020 para os novos micro e minigeradores. Estima-se que haja 1,35 milhão de adotantes em 2027, que somam 12 GW instalados e que exigirão R\$ 60 bilhões em investimentos. Os geradores devem contribuir com 2400 MWmed no final do horizonte decenal, atendendo 2,4% da carga total nacional.

Dentre as tecnologias de geração, a fotovoltaica é a mais representativa, com 82% da capacidade instalada, e 55% da energia gerada. Outras fontes, como termelétricas a biomassa, eólicas e CGHs devem ganhar espaço principalmente através de modelos de autoconsumo remoto e geração compartilhada, pois podem apresentar custos menores que a fotovoltaica.

**Figura 6. Evolução da GD**



# GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA

A evolução da expansão da oferta é obtida por meio do Modelo de Decisão de Investimento (MDI). O MDI sinaliza a expansão ótima do sistema, seguindo o enfoque clássico de planejamento: minimizar o custo de expansão (custo de investimento mais custo de operação), sujeito à garantia de atendimento à demanda máxima de potência, em complemento aos tradicionais critérios de risco e economicidade definidos pelo CNPE.

O principal destaque da versão utilizada no PDE 2027 é a representação da curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência. Com essa formulação, além de aperfeiçoar o atendimento à carga, o modelo passa a explicitar o atendimento aos picos de demanda e sinalizar os benefícios que tecnologias de armazenamento podem trazer ao prover maior flexibilidade operativa. Além disso, o atendimento à restrição de capacidade é feito considerando os mesmos cenários hidrológicos utilizados no atendimento ao balanço de energia, trazendo maior compatibilidade entre os atendimentos de energia e potência.

## DIRETRIZES E PREMISSAS

Com relação aos parâmetros de entrada para os modelos computacionais, destacam-se:

- Simulação da operação com parâmetros do CVaR definidos em  $\alpha = 50\%$  e  $\lambda = 40\%$ ;
- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considerando os valores do PMO de maio de 2018 até 2022 e crescimento de 5% ao ano após 2023;
- O custo do déficit igual a R\$ 4.596,00/MWh;
- A taxa de desconto real igual a 8% ao ano;
- As datas de entrada em operação dos projetos contratados em leilão foram consideradas de acordo com o acompanhamento do DMSE. Para empreendimentos considerados “sem previsão” para a entrada em operação comercial foram adotadas as seguintes premissas:
  - UTN Angra 3: início de operação comercial

em janeiro de 2026;

- UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2023;
- Em relação aos empreendimentos da empresa Abengoa, os limites de intercâmbio já consideram o resultado da licitação de 2017, com previsão de entrada em operação em março de 2023;
- As usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível foram retiradas do sistema nas datas de término de seus contratos.

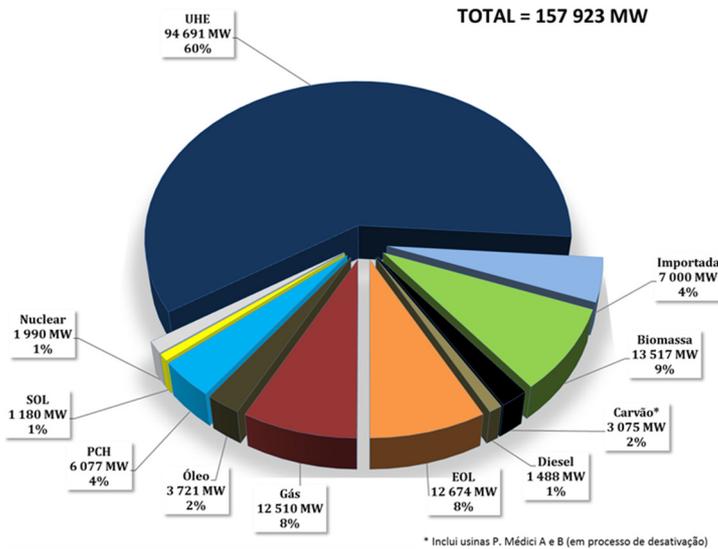
As seguintes diretrizes de política energética foram consideradas como dados de entrada na construção da expansão de referência:

- Indicação de uma expansão anual uniforme de oferta eólica entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, limitada a 2.000 MW, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul;
- Indicação de expansão anual uniforme da oferta solar fotovoltaica centralizada entre 1.000 a 2.000 MW a partir de 2023;
- Indicação de expansão anual máxima para PCH: 350 MW em 2023 e 2024; 450 MW entre 2025 e 2027 e 600 MW para a expansão após o horizonte decenal;
- Indicação de uma expansão anual uniforme de oferta de biomassa de bagaço de cana (CVU nulo) a partir de 2023 entre 450 e 500 MW;
- Indicação de uma expansão anual de usinas termelétricas a biomassa florestal entre 50 a 100 MW a partir de 2024, em consonância com o crescimento proporcional da oferta de matéria-prima baseada em planos de manejo florestal;
- Indicação de uma expansão anual uniforme de oferta de biogás limitada a 30 MW a partir de 2023;
- Indicação da UHE Tabajara para 2025, devido ao estágio avançado dos estudos para o desenvolvimento desse empreendimento;
- Indicação da UHE Castanheira para 2027, já que este projeto, mesmo com estudos a nível de viabilidade como vários outros, possui um nível de detalhamento mais aprofundado do que os demais.

## CONFIGURAÇÃO INICIAL

Em maio de 2018, o SIN contava com uma capacidade instalada de, aproximadamente, 158 GW, com participação das diversas fontes de geração (Figura 7).

Figura 7. Capacidade Instalada em Maio de 2018



A expansão contratada em leilões até 2018 e com início de operação entre 2018 e 2028 é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3. Expansão contratada até 2018

Fontes	Acréscimo anual (MW)									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Biomassa + Biogás	81	0	55	129	82	177	0	0	0	0
Eólica	950	1.327	118	102	179	1.322	0	0	0	0
Hidráulica	1.933	1.563	3.667	0	62	142	0	0	0	0
PCH+CGH	168	115	193	162	37	67	0	0	0	0
Fotovoltaica	588	428	62	574	807	0	0	0	0	0
Térmica	28	746	1.802	1.305	0	2.139	0	0	1.405	0

## EXPANSÃO DE REFERÊNCIA

O CME obtido pelo MDI foi de R\$ 234/MWh e o resultado em termos de expansão indicativa (Tabela 4) requer investimentos estimados da ordem de R\$ 156 bilhões no período de 2022 a 2027 para o suprimento da carga nos ambientes regulado e livre.

Tabela 4. Expansão Indicativa Acumulada

Fontes	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	MW					
UTE CA + Tecn. Armazenamento	204	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
Biomassa + Biogás	0	480	1.010	1.540	2.070	2.600
Eólica	0	2.000	4.000	6.000	8.000	10.000
Hidráulica	0	0	118	674	1.034	1.351
PCH+CGH	0	350	700	1.150	1.600	2.050
Fotovoltaica	0	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
Térmica	0	0	3.454	3.972	3.972	5.124

A expansão hidrelétrica respectiva é listada na Tabela 5.

Tabela 5. Expansão Hidrelétrica Indicativa

Nome	Potência Instalada Total (MW)	Ano de Entrada em Operação
Telêmaco Borba	118	2024
Apertados	139	2025
Itaocara I	150	2025
Tabajara	400	2025
Ercilândia	87	2026
Comissário	140	2026
Bem Querer	650	2027
Castanheira	140	2027

A inserção das PCHs como candidatas para expansão foi aprimorada neste PDE 2027. Essa abordagem permitiu identificar os subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste como detentores de 92% do potencial brasileiro disponível de PCH. No total foram considerados 136 projetos.

Em relação à biomassa, considerando a oferta proveniente do bagaço de cana, biogás (ambas com CVU nulo) e de resíduos florestais, a expansão total no horizonte decenal foi de 2.600 MW, representados no subsistema SE/CO.

A fonte eólica se mostra, novamente, o recurso com maior participação na expansão da matriz para o atendimento à demanda de energia mensal. Esse crescimento fará sua participação subir para 12% da capacidade instalada do SIN em 2027. Junto com a tecnologia solar fotovoltaica, que apresenta 5.000 MW de oferta indicativa adicional, essas fontes são responsáveis não só por manter o perfil sustentável do sistema elétrico brasileiro como também contribui na perspectiva de custos de operação mais baixos no futuro.

As usinas termelétricas a ciclo combinado apresentam uma expansão de pouco mais de 5.000 MW a partir de 2024.

A necessidade de oferta para complementação de potência aparece a partir de 2022, totalizando cerca de 13.200 MW em 2027, considerando tanto as tecnologias de armazenamento quanto as termelétricas para essa finalidade. No entanto, uma eventual implantação de preços horários de energia que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima pode conduzir a reduções das necessidades até agora visualizadas de alternativas de ponta, principalmente na segunda metade do horizonte decenal.

O desenvolvimento maciço da expansão eólica e as condições hidrológicas da bacia do Rio São Francisco, que vêm apresentando afluências desfavoráveis com possibilidades de manutenção desse panorama, podem fazer com que uma parcela maior que a sinalizada para essa expansão tenha que ser localizada na região Nordeste. Para isso, são necessários estudos integrados de geração e transmissão de modo a avaliar a capacidade de o sistema elétrico cumprir esse papel.

Além da expansão já contratada do sistema de transmissão, o modelo de decisão de investimentos não indicou necessidade de

ampliação nos limites de intercâmbio, utilizando o critério de benefício energético, em escala mensal.

A evolução da capacidade instalada no período decenal (Tabela 6) e a participação de cada fonte, em relação à capacidade instalada, na composição da matriz (Figura 8) são apresentadas a seguir. Destaca-se que, apesar da redução da participação de usinas hidrelétricas, o sistema mantém a predominância de fontes renováveis e não emissoras de gases causadores do efeito estufa.

Figura 8. Participação das Fontes

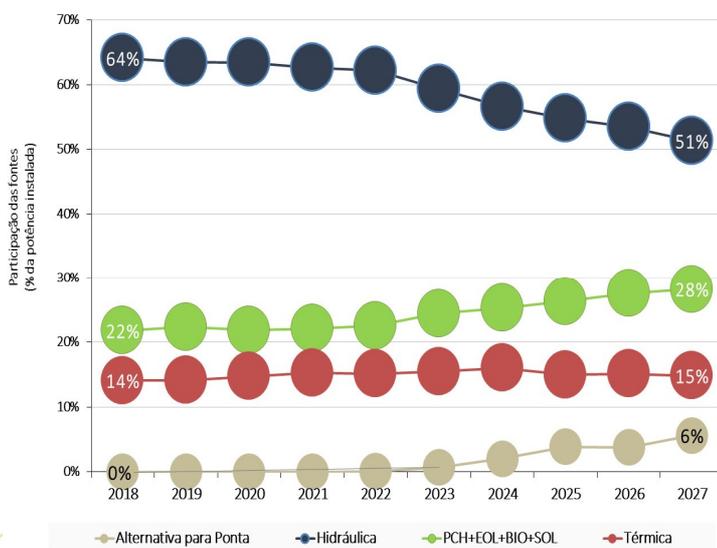


Tabela 6. Evolução da Capacidade Instalada

FONTE	2017	2022	2027
	MW		
<b>RENOVÁVEIS</b>	125.861	141.463	164.171
HIDRO	93.555	101.916	103.410
OUTRAS RENOVÁVEIS	32.305	39.547	60.762
PCH e CGH	5.985	6.751	8.868
EÓLICA	12.325	15.351	26.672
BIOMASSA + BIOGÁS	13.517	13.806	16.583
SOLAR CENTRALIZADA	479	3.639	8.639
<b>NÃO RENOVÁVEIS</b>	22.784	26.559	31.980
URÂNIO	1.990	1.990	3.395
GÁS NATURAL	12.510	15.759	23.021
CARVÃO	3.075	3.420	3.420
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.721	3.696	1.368
ÓLEO DIESEL	1.488	1.694	776
<b>ALTERNATIVA INDICATIVA DE PONTA<sup>(0)</sup></b>	-	204	13.142
<b>TOTAL DO SIN</b>	148.644	168.227	209.294
Itaipu 50Hz	7.000	7.000	7.000
<b>TOTAL DISPONÍVEL</b>	155.644	175.227	216.294

Nessa Expansão de Referência, a participação dessas fontes é de aproximadamente 80% da capacidade instalada total do SIN.

Em termos de expectativa de geração, as simulações com o Newave apontam para uma participação termelétrica de, aproximadamente, 9%. Essa geração resulta em valores de emissão de GEE de 39 milhões de teq de CO<sub>2</sub> simulados em 2027, inferiores aos ocorridos nos últimos anos, contribuindo para a redução das emissões do setor elétrico.

A tendência de valores cada vez mais baixos de armazenamento ao final de cada ano mostra que a geração termelétrica poderá ajudar a manter os níveis dos reservatórios e prevenir o sistema contra eventuais atrasos nas estações chuvosas. Essa maior previsibilidade das características do sistema pode direcionar a definição dos mecanismos de contratação, como por exemplo, viabilizando a contratação de inflexibilidade sazonal, retirando assim a geração compulsória de meses onde há excedentes e alocando a energia termelétrica nesses períodos de maior necessidade.

No início do horizonte decenal, a geração complementar para o atendimento à demanda máxima é realizada pelo parque térmico existente e já contratado, composto em quase sua totalidade por usinas que não possuem características específicas para o atendimento à ponta. Isso exige medidas operativas que certamente elevam o custo de operação. Ao longo dos anos, uma parcela desse atendimento passará a ser feita pelas fontes indicadas neste PDE com características específicas para o atendimento à demanda de ponta. Em valores esperados, a geração complementar deverá ocorrer em todos os meses do ano, sendo que a maior necessidade deve se dar entre setembro e abril.

A elevada expectativa de vertimentos turbináveis entre os meses de janeiro a junho sinaliza para a oportunidade de se dispor de fontes que promovam a flexibilidade operativa. Adicionalmente, fontes que também agreguem energia ao sistema, como usinas termelétricas de partida rápida, poderão contribuir não só para o atendimento à ponta como também em eventuais necessidades de recuperação dos níveis de reservatórios nos meses de armazenamento mais baixos, como setembro a dezembro.

A implantação de mecanismos que espelhem os sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima (e.g., preços horários de energia), pode incentivar os geradores tecnicamente viáveis a aumentar sua contribuição nos momentos em que o sistema mais demanda. Nesse contexto, fontes como PCH, CGH e Biomassa podem apresentar um diferencial competitivo, pelo seu benefício para suprimento de energia e potência, e assumir uma parcela da expansão maior que a indicada neste plano.

Não se pode deixar de mencionar a resposta pela demanda, que poderá ser uma das principais vertentes do protagonismo do consumidor no mercado de energia elétrica.

A disponibilidade do gás natural e de capacidade de transporte de gasodutos é questão fundamental a ser equacionada, tanto para despachos na base como para prover flexibilidade ao SIN.

Por fim, as usinas hidrelétricas ainda representam um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no SIN. A maior parte do potencial ainda a aproveitar se encontra na região Norte e traz com ele uma série de desafios a serem superados, principalmente de caráter ambiental, para sua utilização na expansão da oferta de energia elétrica. O *trade-off* entre a segurança operativa (historicamente garantida pelos reservatórios de usinas hidrelétricas), as restrições socioambientais para construção de novas UHE e a emissões de gases é um tema que precisa ser debatido pela sociedade.

## WHAT-IF SCENARIOS

### 1. CENÁRIO ALTERNATIVO DE DEMANDA

Com taxa média de crescimento de 3,9% ao ano, a carga de energia é cerca de 2.600 MW médios maior em 2027 em relação ao cenário de referência, equivalente a uma antecipação de um ano no fim do horizonte decenal.

As seguintes premissas foram alteradas em relação à expansão de referência:

- Limite superior para o *step* de eólica de 2.500 MW por ano;
- Limite superior para o *step* de solar fotovoltaica de 3.000 MW por ano;

- Limite superior para o *step* de biomassa de 600 MW por ano;
- Limite superior para PCH da seguinte forma: 400 MW/ano em 2023 e 2024; 500 MW/ano entre 2025 e 2027 e mantidos 600 MW/ano após o horizonte decenal.

A expansão resultante leva a um aumento na capacidade instalada do SIN de cerca de 7.000 MW no fim do horizonte decenal, com investimentos estimados em geração da ordem de R\$ 182 bilhões no período de 2020 a 2026, para a parcela indicativa.

A oferta eólica representa boa parcela dessa expansão adicional, ampliando a indicação para 2.500 MW por ano no período entre 2023 a 2027. Nesse mesmo período, o desenvolvimento das PCH se amplia em 250 MW e o da biomassa de cana de açúcar se amplia em 750 MW.

Mesmo para uma maior demanda, a expansão solar fotovoltaica centralizada se manteve em 1.000 MW por ano, sinalizando que, mantidos os preços utilizados, esta opção ainda não se mostra economicamente atrativa para o sistema.

O MDI optou ainda por mais 1.300 MW de termelétricas a ciclo combinado e 2.200 MW de termelétrica para suprimento de capacidade.

Devido a restrita cesta de oferta de UHE, este caso apresentou a indicação das mesmas usinas, com a antecipação em um ano da UHE Ercilândia, para 2024.

## 2. RESTRIÇÃO À EXPANSÃO DE GÁS NATURAL

Para analisar os impactos de uma menor disponibilidade de oferta, as seguintes premissas foram alteradas em relação à expansão de referência:

- Permitida a expansão a carvão mineral, em até 1.500 MW, entre os anos de 2024 e 2027;
- Limite superior da oferta eólica para 2.500 MW por ano, mantendo a indicação de uma expansão uniforme entre as regiões Nordeste e Sul a partir de 2023, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul.

Dois casos foram analisados:

No primeiro, considerou-se como limite superior

para a expansão a gás natural 7.000 MW até 2027. Dessa forma, buscou-se manter sua participação relativa na capacidade instalada do SIN em 2027 equivalente à de 2018.

O MDI decidiu por utilizar todo o limite de gás natural disponível para expansão, distribuindo os 7.000 MW entre as tecnologias ciclo aberto (4.300 MW) e combinado (2.700 MW). A redução de, aproximadamente, 2.500 MW de ciclo combinado foi compensada por um acréscimo de 1.500 MW de carvão e 800 MW de eólica, todas tecnologias com vocação para compor o balanço médio mensal. Já a redução de, aproximadamente, 7.900 MW de térmicas a ciclo aberto foi compensada pelo acréscimo em 6.000 MW de tecnologias de armazenamento.

O segundo caso avaliou o efeito de se limitar o desenvolvimento da opção de UTE ciclo aberto em um total de 5.200 MW até 2027. Essa nova restrição forçou uma redução de, aproximadamente, 7.000 MW na expansão de UTE a ciclo aberto, montante esse que foi substituído por um acréscimo de 6.300 MW de tecnologias de armazenamento.

Novamente, o modelo decidiu pela expansão de termelétricas a carvão, em todo o montante disponibilizado, isto é, 1.500 MW até 2027. Com isso, em relação à expansão de referência reduz-se em 950 MW a contribuição de termelétricas a gás natural ciclo combinado e de pouco menos de 900 MW de contribuição eólica.

Pode-se observar que, nos dois casos, mesmo com restrições diferentes em relação à expansão de referência, o MDI fez trocas entre tecnologias com a mesma vocação, não alterando assim a forma como o sistema será atendido.

Vale destacar a importância que as tecnologias de armazenamento podem representar para o sistema, principalmente caso não seja viável uma expansão de termelétricas a gás no montante necessário para suprir os requisitos de capacidade do sistema. Diversos aspectos ainda precisam ser aperfeiçoados para a inclusão dessas tecnologias no parque gerador.

Outra conclusão importante é a discussão que deve ser feita a respeito da participação do carvão mineral na oferta de energia elétrica. Do ponto de vista econômico, essa análise de sensibilidade mostrou que o carvão pode ser uma alternativa

viável ao gás natural. Deve-se lembrar, entretanto, das externalidades que envolvem as discussões sobre essa fonte. Aspectos positivos, como a geração de emprego e desenvolvimento da economia local na região Sul do Brasil, e aspectos negativos, como as emissões de GEE, devem ser ponderados, junto com os ganhos de segurança elétrica e energética e a viabilidade econômica, para que as decisões a serem tomadas sejam sustentáveis.

### 3. EXPANSÃO CONSIDERANDO APROVEITAMENTO DO PRÉ-SAL

O aproveitamento do pré-sal representa uma opção de utilizar combustível nacional, reduzindo o risco associado às oscilações do preço internacional. Além disso, por apresentar um alto índice de inflexibilidade e um CVU mais baixo que a referência de GNL utilizada, as termelétricas do pré-sal podem alterar algumas características operativas, principalmente no que se refere à operação dos reservatórios e à disponibilidade de potência e flexibilidade que eles poderão propiciar.

Foram elaborados dois casos que consideraram a UTE do pré-sal com as seguintes características:

- Data mínima viável para o ano de 2025;
- Inflexibilidade de 80% da capacidade instalada, com geração mínima constante em todos os meses do ano;
- CVU de R\$ 140/MWh reajustado pelo IPCA.

No primeiro caso, a única alteração em relação à expansão de referência foi a disponibilidade desta UTE como candidata a expansão.

O MDI optou por reduzir em cerca de 2.100 MW a expansão termelétrica a GNL ciclo combinado, e adicionar 3.300 MW de termelétrica do pré-sal. Além de apresentar uma capacidade instalada maior, a opção termelétrica do pré-sal agrega mais energia ao sistema devido ao baixo CVU e alto grau de inflexibilidade. Isso leva também a uma redução da expansão eólica, de, aproximadamente, 2.000 MW no horizonte decenal. Além disso, houve redução de 1.100 MW na opção termelétrica para atendimento de potência, a ciclo aberto. Por injetar mais energia no sistema, a opção do pré-sal aumenta a atratividade das tecnologias de

armazenamento. Nesse caso, apesar de a expansão adicional ser de, apenas, 160 MW dessas tecnologias, é importante explorar essa sinalização.

O segundo caso, não permite a expansão de termelétricas a ciclo aberto.

A indicação de termelétricas do pré-sal foi praticamente igual ao caso anterior, ou seja, de 3.300 MW. Para compensar a saída dos 12.000 MW de termelétricas para operação específica de potência, o modelo ampliou em mais de 6.700 MW a indicação de tecnologias de armazenamento e em mais de 2.100 MW a indicação de termelétricas a ciclo combinado flexíveis. Além disso, por contar com maior oferta com vocação para suprimento mensal, houve a redução de, aproximadamente, 3.000 MW de eólica.

A primeira conclusão a respeito dessa análise de sensibilidade é que as usinas termelétricas inflexíveis, por terem, em geral, custo variável de operação mais baixo que opções flexíveis, são interessantes ao sistema, mas em um montante que depende do custo de operação. Nas avaliações apresentadas, as termelétricas do pré-sal substituíram parte da oferta flexível, mas não toda. O nível de atratividade desse tipo de oferta está diretamente relacionado a relação de preços do combustível para operação flexível e inflexível. Quanto maior a diferença, mais atrativa fica a expansão com a opção inflexível.

Para avaliar o efeito dessa competitividade, alterou-se o CVU da termelétrica com gás do pré-sal de R\$ 140/MWh para R\$ 249/MWh, em preços constantes. Nesse novo patamar de CVU a opção termelétrica inflexível deixou de ser atrativa para a expansão, e o modelo voltou a optar pela opção totalmente flexível.

Outro ponto importante é o impacto que essa opção causa na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, elas garantem a disponibilidade de potência nas UHE.

#### 4. AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Devido às incertezas referentes à curva de carga futura foi considerada contribuição nula de capacidade para a oferta solar. Em alguns meses do ano os instantes de demanda máxima vêm ocorrendo na parte da tarde, onde a contribuição solar seria elevada. Mas, em outros meses o pico de carga ainda ocorre no início da noite, momentos de geração nula para essa fonte. As projeções de carga, conforme feitas atualmente, contemplam apenas os valores de máximo e média, não avaliando possíveis mudanças que possam afetar o perfil horário do consumo.

Nesta análise de sensibilidade considerou-se como contribuição de capacidade o percentil P95 de geração nas horas onde a demanda máxima ocorreu no ano de 2015. A estimativa de geração considerou um período de dados solarimétricos horários de 11 anos em pontos representativos dos subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Nota-se que os meses de maio a agosto apresentam contribuição nula, pois é quando a demanda máxima tem ocorrido, predominantemente, à noite.

O resultado obtido reduziu a necessidade de expansão de fontes para complementação de potência em 3.350 MW. Porém, apresentou a mesma expansão solar fotovoltaica que a expansão de referência.

Assim podemos concluir que, para os parâmetros utilizados, a premissa adotada para a expansão de

referência dá mais segurança ao sistema sem comprometer a competitividade da tecnologia solar. Também podemos concluir que, mesmo se considerarmos que o atual comportamento da demanda seja mantido no horizonte decenal, com os picos de carga em alguns meses do ano ocorrendo nos instantes onde a contribuição solar é significativa, será necessária a complementação de potência, da ordem de 9.500 MW.

Vale mencionar que parte significativa dessa redução da necessidade de complementação de potência (cerca de 1.300 MW) se dá no biênio 2022 a 2023. Por outro lado, devido às incertezas inerentes ao planejamento, é recomendável, mesmo assim, buscar a contratação para o montante indicado nos primeiros anos.

Além de considerar a contribuição solar na restrição de capacidade, um caso adicional foi elaborado admitindo-se a hipótese de redução expressiva no investimento da opção fotovoltaica, de 40% a partir de 2024, de modo que seu custo de implantação cairia para aproximadamente R\$ 2.400/kW.

Considerando esses efeitos conjuntos, esta fonte passaria a ser competitiva frente às demais opções e a expansão para o mercado de referência passa para um nível de 3.000 MW por ano, atingindo assim o limite superior considerado para este caso. Essa maior penetração solar substitui, predominantemente, parte da expansão eólica, além de reduzir a necessidade de complementação de potência.

# TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Devido ao caráter indicativo da expansão da geração e os atuais prazos contratuais de implantação das instalações de transmissão que, a depender da complexidade da obra, é de até 60 meses, surge uma nova variável de tomada de decisão relacionada à estratégia de recomendar antecipadamente reforços estruturantes do sistema de transmissão interligado. Assim, além de proporcionar flexibilidade para acomodar diferentes estratégias de implantação das fontes de geração contratadas nos leilões de energia, os estudos de planejamento da expansão das interligações passam a ter uma abordagem diferenciada, buscando alternativas de soluções que se traduzam em mínimo arrependimento e que, ao mesmo tempo, possam agregar atributos de controlabilidade, confiabilidade e segurança ao sistema.

A EPE tem realizado um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis estimado com base nos cadastramentos dos leilões de energia. Não obstante, é importante destacar que as expansões propostas nos estudos prospectivos não estão restritas ao aproveitamento de projetos solares e eólicos e poderão ser aproveitados para o escoamento da energia proveniente de quaisquer tipos de fontes.

Foram realizados até o momento pela EPE dez estudos prospectivos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do País; (ii) sete estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) dois estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração fotovoltaico das regiões norte e noroeste de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo.

Com relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, o presente ciclo do PDE mantém a previsão de uma expressiva participação das

fontes eólica e solar nessa região. Esse montante já supera aquele considerado nas premissas do estudo de transmissão, desenvolvido em 2014, que resultou na expansão da interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações, objetivando verificar a necessidade de novas expansões, além das já previstas para implantação até 2023

Um dos próximos desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade.

O aprimoramento metodológico e de ferramental utilizado no planejamento integrado da expansão da geração e transmissão deve ser buscado, no sentido de representar mais adequadamente as novas tecnologias. Essa questão envolve não apenas a modelagem das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a fotovoltaica, mas também de Redes Elétricas Inteligentes (REI) e da Geração Distribuída (GD).

Disponível no PDE 2027, o plano de obras abrange obras outorgadas e a outorgar, além de estimativas de expansões para os últimos anos do decênio, no sentido de capturar recomendações de estudos que se encontram em andamento e a iniciar .

A expectativa é que os investimentos totais atinjam cerca de R\$ 108 bilhões, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 35 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Considerando-se apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações a serem outorgadas, o valor total estimado é da ordem de R\$ 38 bilhões, sendo cerca de R\$ 21 bilhões em linhas de transmissão e aproximadamente R\$ 17 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira. Desses R\$ 38 bilhões, o montante aproximado de R\$ 24 bilhões

corresponde aos empreendimentos já recomendados em estudos de planejamento, sendo o restante, cerca de R\$ 14 bilhões, correspondente às obras indicativas, que são aquelas associadas aos estudos de planejamento

em andamento ou a iniciar, compatibilizadas com base na média histórica da evolução física e de investimentos dos empreendimentos de transmissão.

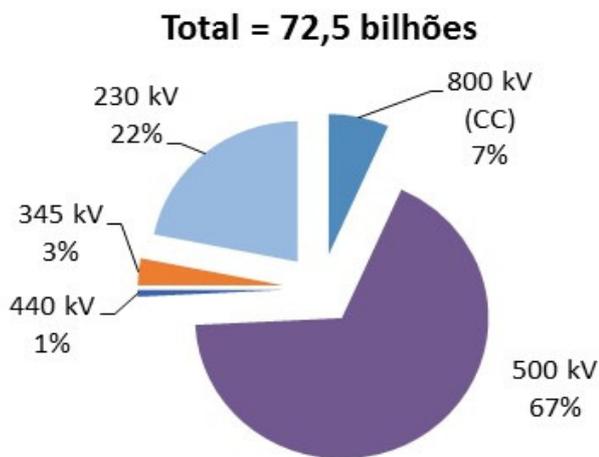
**Tabela 7. Expansão das Linhas de Transmissão**

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em 2017	4.600	2.683	12.816	47.688	6.748	10.320	56.722	141.576
Evolução 2018-2027	7.798	0	0	28.516	248	1.513	17.165	55.240
Evolução 2018-2022	4.878	0	0	16.221	166	761	8.611	30.637
Evolução 2023-2027	2.920	0	0	12.295	82	752	8.554	24.604
Estimativa 2027	12.398	2.683	12.816	76.204	6.996	11.832	73.887	196.816

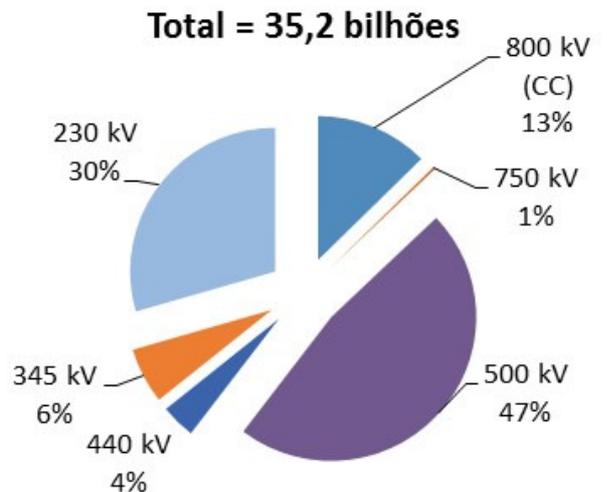
**Tabela 8. Expansão das Subestações**

Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em 2016	23.247	142.808	26.352	51.195	89.665	333.267
Evolução 2017-2026	1.650	109.650	12.924	25.339	49.615	199.178
Evolução 2017-2021	1.650	51.752	6.749	13.315	21.808	95.274
Evolução 2022-2026	0	57.898	6.176	12.024	27.807	103.905
Estimativa 2026	24.897	252.458	39.277	76.534	139.280	532.445

**Figura 9. Investimento total em linhas de transmissão**



**Figura 10. Investimento total em subestações**

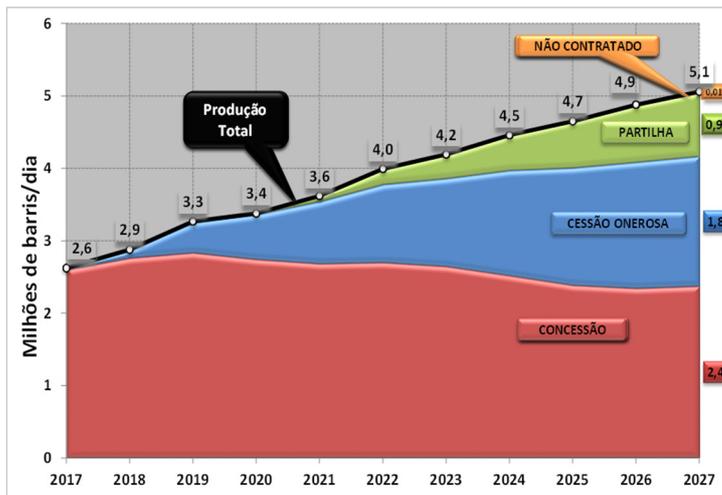


# PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Espera-se que a produção de petróleo atinja 5,1 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2027, aproximadamente o dobro do valor registrado em 2017.

A produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2026, mantendo o patamar em torno de 4,0 milhões de bbl/dia até o final do período. A Cessão Onerosa é responsável por cerca de 35% da produção dos recursos na categoria de reserva em 2027. A produção estimada para o final do decênio sem a contribuição da Cessão Onerosa para os recursos na categoria de reserva chegaria a apenas 2,4 milhões de bbl/dia (Figura 11).

**Figura 11. Produção de petróleo nacional por tipo de contrato**



Entre os campos da Cessão Onerosa, Búzios se destaca com a entrada de cinco módulos de produção previstos no planejamento da Operadora até 2022, que projeta cumulativamente uma produção de cerca de 900 mil barris por dia em 2027. Outro destaque é o campo de Mero, sob contrato de Partilha da Produção, que junto com o recurso contingente de Libra, pode alcançar outros 900 mil barris por dia no final do decênio. Essas três unidades sozinhas respondem por 35% da produção prevista de petróleo no fim do período.

A maior proporção do gás a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo que as contribuições das bacias de Campos e Santos, juntas, correspondem a aproximadamente 92% do total previsto para 2027, com produção muito significativa das acumulações do pré-sal. No caso do gás natural não associado, predomina a influência das unidades produtivas das bacias de Camamu-Almada, Parnaíba, Santos e Sergipe-Alagoas (águas profundas) e Solimões.

A produção de gás natural sustentada somente por recursos da categoria de reservas alcança os maiores volumes em 2025, quando se atinge um pico de produção próximo de 160 milhões de m<sup>3</sup>/dia, seguido de um declínio suave até o final do período decenal, compensado pela contribuição da produção dos recursos contingentes e não descobertos. As maiores contribuições estão associadas às bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba.

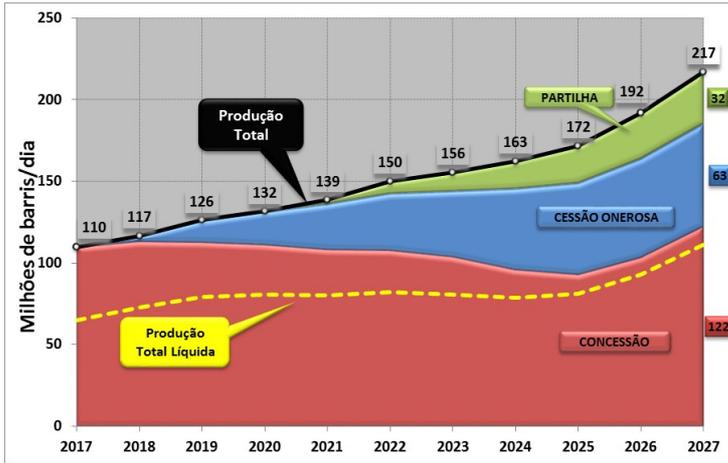
Nas previsões da produção bruta de gás natural deste PDE, toda a Cessão Onerosa, em 2027, incluindo o excedente, responde por cerca de 29% do total e os Contratos de Concessão prevalecem contribuindo massivamente com cerca de 56% da produção bruta de gás natural nacional no fim do decênio.

O comportamento da produção líquida de gás natural não acompanha a produção bruta, principalmente, devido à injeção do gás do pré-sal. São considerados altos índices de injeção, tanto para aumentar a recuperação do óleo, quanto por falta de infraestrutura de escoamento, além de dificuldades no processamento relacionadas ao elevado índice de contaminantes. Neste caso, ainda, a antecipação da produção de petróleo aumenta a rentabilidade dos projetos de E&P.

Desse modo, apesar dos expressivos volumes, a monetização deste gás depende de uma série de

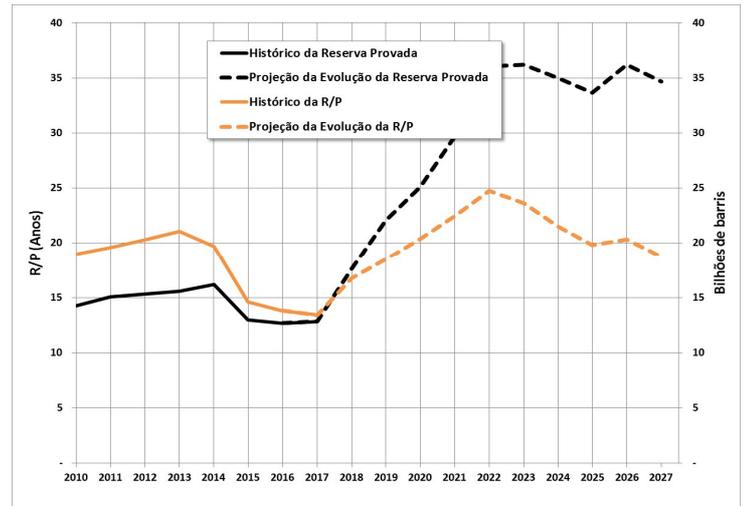
investimentos e de definições em relação ao mercado consumidor frente aos custos elevados para aproveitamento deste insumo energético. Assim, ressalta-se, que, embora haja potencial para produção das unidades sob contrato de partilha no médio prazo, neste cenário do PDE 2027 não foi considerada a produção líquida para o campo de Mero e áreas de Libra sob avaliação (Figura 12).

**Figura 12. Produção Bruta de Gás Natural**



As reservas provadas de petróleo podem alcançar cerca de 35 bilhões de barris em 2024, considerando todos os volumes estimados citados anteriormente. A relação R/P poderá atingir níveis relativamente altos para o petróleo: entre 17 e 23 anos (Figura 13) - e para o gás natural: entre 16 e 29 anos.

**Figura 13. Petróleo: relação R/P**



Estima-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 365 bilhões e US\$ 406 bilhões no horizonte decenal. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, que pode ser refeita em caso de aprofundamento das perspectivas econômicas.

Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, a estimativa de entrada em operação de novas UEP é de 40 unidades entre 2017 a 2027.

# ABASTECIMENTO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

Apesar da volatilidade devido à existência de fatores de curto prazo pressionando os preços de petróleo em direções inversas, os preços (Tabela 9) devem continuar sua trajetória de alta no médio prazo até se estabilizarem em valores próximos aos preços de *breakeven* de projetos mais dispendiosos em campos hoje considerados marginais.

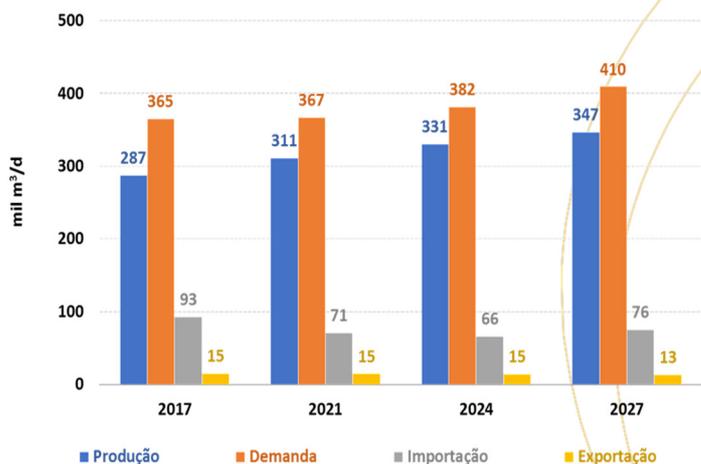
**Tabela 9. Preço do Petróleo Brent**

US\$ dezembro de 2017/barril									
2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
70	71	72	74	75	78	81	82	83	83

O cenário considerado, no qual a evolução da demanda mundial é muito afetada por políticas públicas, tecnologias e preferências dos consumidores, deve levar a uma valorização relativa de combustíveis mais limpos e com menor teor de enxofre.

De acordo com o cenário adotado, o País deverá continuar como importador líquido dos principais derivados (Figura 14), durante todo o horizonte de estudo, com destaque para as importações de nafta, QAV e óleo diesel.

**Figura 14. Balanço dos Principais Derivados de Petróleo**



As importações de GLP possuem tendência de decréscimo ao longo do decênio, principalmente devido ao crescimento da produção das UPGNs.

Os resultados para a gasolina indicam que o Brasil atuará como importador deste derivado, em pequenos volumes.

A produção de óleo combustível, que permanece

com excedentes ao longo de todo o período de análise, atende suficientemente a demanda obrigatória, bem como todo o mercado opcional de *bunker* para navios estrangeiros.

No cenário de preços internacionais definidos neste estudo, o óleo diesel S10 é mais valorizado que o QAV, o que favorece economicamente a produção interna de S10.

Caso seja necessário produzir mais QAV, o parque de refino pode aumentar a produção desse produto, até um determinado limite, em detrimento ao óleo diesel.

A oferta de óleo diesel S10 poderia ser significativamente ampliada por meio da construção de novas unidades de hidrotreatamento no parque de refino, principalmente em refinarias anteriormente produtoras de óleo diesel de alto teor de enxofre. Uma capacidade adicional de hidrotreatamento permitiria maior disponibilidade de processamento nas unidades de destilação de algumas refinarias e, conseqüentemente, um aumento na produção de derivados.

A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel A) e a cabotagem significativa de gasolina A e óleo diesel A exigem atenção em relação à infraestrutura logística do País.

Com a utilização máxima das capacidades de alguns dutos e terminais, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos para evitar eventuais desabastecimentos regionais.

Investimentos em infraestrutura logística de derivados são importantes a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional.

A proposição de ações e medidas é imprescindível para o desenvolvimento da nova estrutura do mercado nacional de combustíveis, com ênfase no estímulo à entrada de novos atores no setor e à livre concorrência, em um ambiente regulatório objetivo e claro, conforme indicado na iniciativa Combustível Brasil. Formas de estímulo a novos investimentos na expansão do parque de refino, buscando a segurança do abastecimento nacional, devem ser desenvolvidas, lembrando que o País consolidará sua condição de exportador de petróleo no horizonte deste estudo.

# OFERTA DE GÁS NATURAL

Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.

O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil, a princípio, será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País. Isto porque a capacidade de importação não tem sido utilizada em sua plena capacidade, mas sim provendo flexibilidade operacional e modulando as importações de GNL pela necessidade de atendimento à demanda nacional termelétrica.

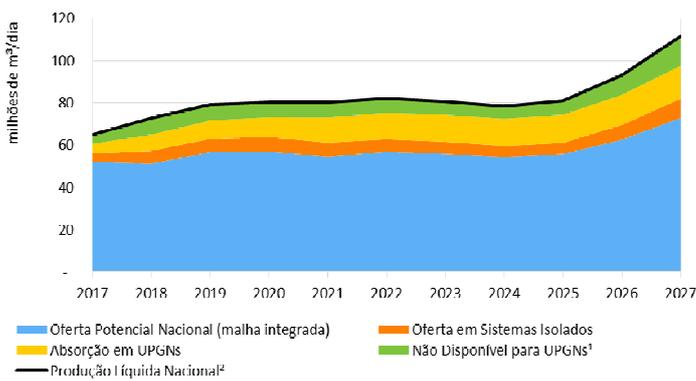
A produção líquida de gás natural passará de 65 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017 para 111 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2027. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 52 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017 para aproximadamente 73 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2027 (Figura 15).

existentes, de 47 milhões de m<sup>3</sup>/dia, de 2018 até 2027.

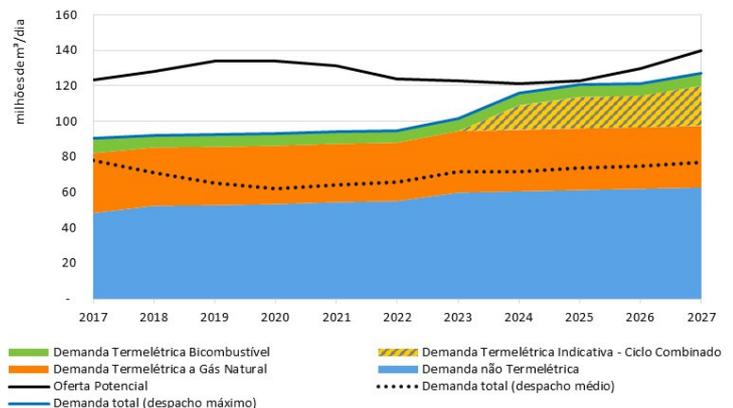
Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verificasse que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente.

No final do decênio, pode haver um saldo maior de gás natural no balanço da malha integrada (Figura 16) caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açú/RJ previstos no horizonte.

**Figura 15. Produção Líquida e Oferta Potencial Nacionais de Gás Natural**



**Figura 16. Balanço de GN na Malha Integrada**



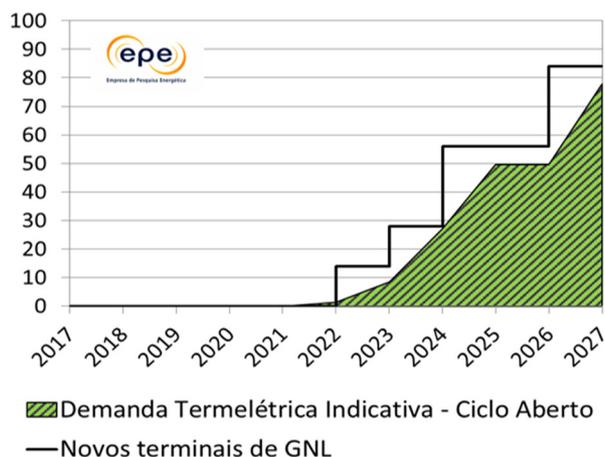
Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, e o pré-sal corresponde ao patamar de 45% da oferta nacional em 2027. Além disso, no final do período, há aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia a partir de 2022. A importação potencial de GNL corresponde à capacidade instalada dos terminais

A expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, sendo uma delas por meio das termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso de tal demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 78 milhões de m<sup>3</sup>/dia entre os anos de 2022 e 2027.

Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia cada (Figura 17). Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do

**Figura 17. Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos**



fornecimento de gás natural.

Cabe ressaltar que estes terminais podem ser os que se encontram em fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

No caso extremo, e pouco provável, de toda a demanda de ponta ser atendida por termelétricas em ciclo aberto conectadas à malha integrada, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e

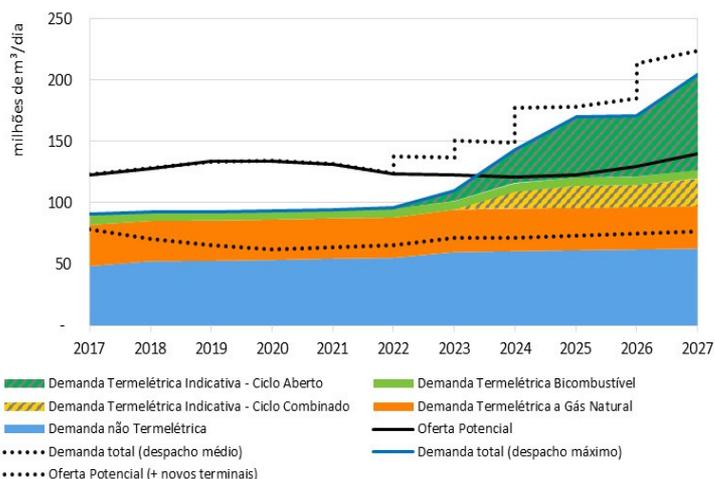
demanda (Figura 18).

Pode-se observar o comportamento do balanço caso as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta fossem conectadas à malha integrada. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento.

No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional e pode requerer grandes investimentos na malha.

A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R\$ 8 bilhões, dos quais cerca de R\$ 3 bilhões em projetos previstos e R\$ 5 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, considera-se o caso em que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por 6 novos terminais de GNL exclusivos com capacidade de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia cada, resultando em investimento total de R\$ 2,4 bilhões.

**Figura 18. Balanço da Malha Integrada com térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta**

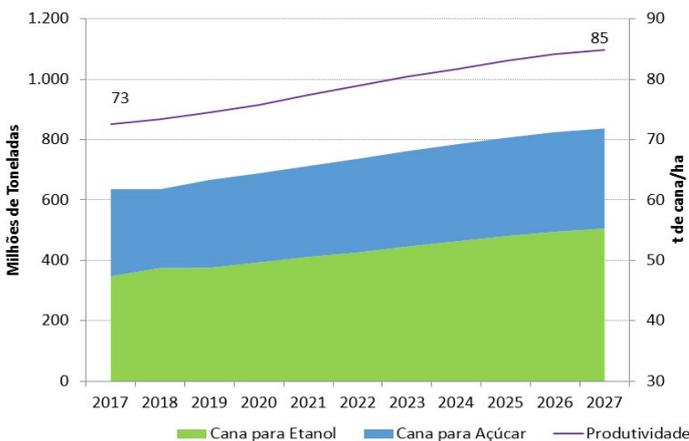


# OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS

Os biocombustíveis continuarão a ter participação relevante na matriz energética brasileira no próximo período decenal. O estabelecimento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) corrobora os desdobramentos positivos e o fortalecimento do setor projetados para o próximo decênio.

Com investimentos em renovação do canavial, tratamentos culturais adequados e o ajuste entre a mecanização da colheita e do plantio da cana-de-açúcar, estima-se que ocorrerá uma recuperação dos indicadores de produção dessa cultura (produtividade agrícola e rendimento industrial em ATR/tc).

**Figura 19. Produtividade, cana colhida e destinação**

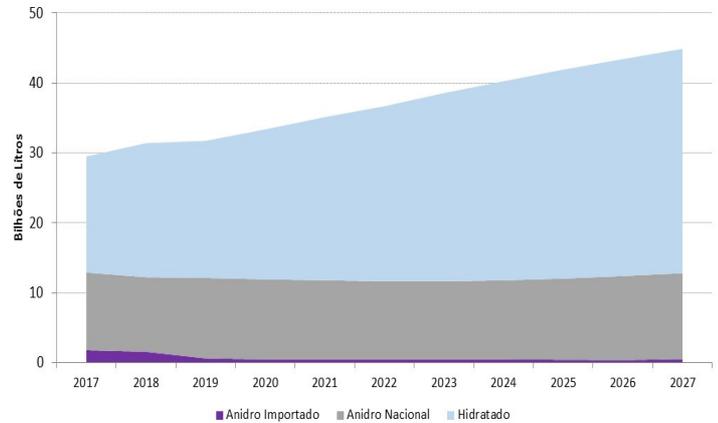


Além disso, espera-se a redução de custos de produção e o aumento da competitividade do etanol frente à gasolina. Tais fatos, associados à necessidade de incremento da capacidade de moagem, motivarão investimentos em unidades *greenfields* e na expansão de algumas unidades existentes.

Considera-se, também, a introdução da cana-energia em pequenos percentuais, e que a produção de etanol 2G será significativa somente no final do período. Estima-se que a produção de etanol de milho atingirá cerca de 2 bilhões de litros em 2027.

A oferta total de etanol alcança 45 bilhões de litros em 2027, sendo 32 bilhões de litros relativos ao etanol hidratado.

**Figura 20. Oferta total de etanol**



O setor sucroenergético já possui papel de destaque na produção de etanol e vem aumentando sua contribuição na matriz elétrica com a bioeletricidade.

Espera-se uma expansão do período de geração de bioeletricidade, incorporando palhas e pontas e, em alguns casos, biomassas diferentes da cana. Estima-se que haja 6.800 MW médios disponíveis para comercialização em 2027.

Para o biodiesel, espera-se que o óleo de soja permaneça como a principal matéria-prima no decênio. Espera-se que a demanda por este biocombustível mantenha-se nos limites do mandatório definido por lei.

Em termos estratégicos, é importante para o PNPB, o desenvolvimento de culturas alternativas à soja. Dentre os óleos vegetais, o de palma apresenta o maior volume de produção no mercado internacional, além de preços mais competitivos.

O biogás oriundo da biodigestão da vinhaça e da torta de filtro terá uma maior inserção na matriz energética. Estima-se que seu potencial de produção seja de 7,2 bilhões de Nm<sup>3</sup> em 2027, podendo ser destinado à geração elétrica, substituição ao diesel e misturado ao gás natural fóssil, nas malhas de gasodutos.

Espera-se que, em 2027, o BioQAV alcance uma participação de mercado de 1% (91 mil m<sup>3</sup>) da demanda total de combustível de aviação, com linhas aéreas específicas adotando rotas tecnológicas certificadas.

# ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental do PDE 2027 tem como objetivos: 1) contribuir para a definição da expansão do decênio, 2) avaliar de forma integrada as principais questões socioambientais da expansão, 3) indicar os assuntos prioritários para a gestão ambiental do setor e 4) analisar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) da expansão prevista.

Primeiramente, a fim de incorporar a variável ambiental na expansão decenal e contribuir para os modelos de oferta e para a definição da expansão, foram realizadas a análise processual das usinas hidrelétricas e a análise de complexidade socioambiental das unidades produtivas de petróleo e gás natural.

Em seguida, a partir da expansão prevista, foi feita uma análise socioambiental integrada, que tem como base a espacialização dos projetos planejados e busca avaliar qualitativamente as principais interferências da expansão sobre as sensibilidades socioambientais mais representativas das regiões brasileiras, por meio de temas socioambientais.

Com o propósito de direcionar esforços para as questões que aumentam a incerteza associada ao planejamento previsto, foram selecionados dois temas como prioritários para a gestão ambiental do setor energético: “Povos e terras indígenas” e “Unidades de conservação”.

O tema “Povos e terras indígenas” foi considerado prioritário pelos múltiplos desafios associados que abarcam indefinições sobre dispositivos legais e normativos em relação aos povos afetados.

O tema “Unidades de conservação” foi considerado prioritário pela complexidade intrínseca ao processo de compatibilizar conservação da biodiversidade com a geração de energia.

## GASES DE EFEITO ESTUFA (GEE)

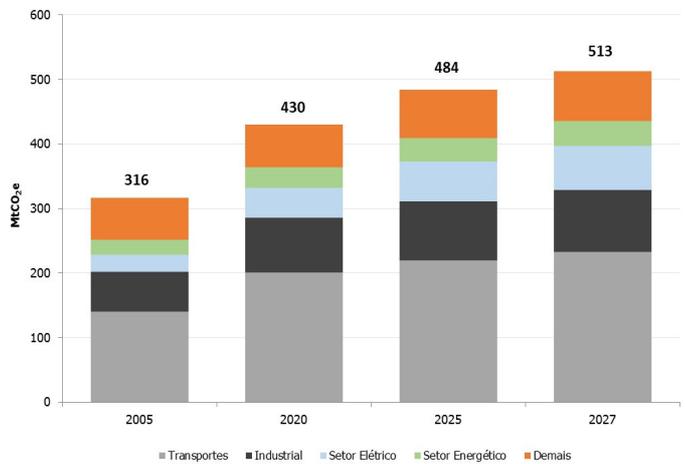
Em sua NDC, o Brasil propôs redução de 37% de suas emissões em 2025, tendo como base as emissões de 2005. Não há distribuição formal de metas entre os diferentes setores, de forma que o país pode atingir as metas por diferentes caminhos alternativos.

O consumo de energia per capita deverá aumentar consideravelmente até 2030 e, assim, as emissões

de GEE em relação à produção e consumo de energia serão crescentes.

Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz.

**Figura 21. Evolução da participação setorial nas emissões de GEE pela produção e uso de energia**



Os principais responsáveis pelas emissões de GEE na produção e consumo de energia são os setores de transportes e industrial que, ao longo do horizonte, continuarão responsáveis pela maior parte das emissões do setor de energia, somando 64% em 2027.

No setor elétrico, a geração a partir de fontes não emissoras de GEE somará 91% do total da geração de energia elétrica em 2027. Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa devem se concentrar em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal atende com folga à meta para o ano de 2020 e à trajetória estipulada na NDC brasileira para o setor de energia. Assim, pode-se afirmar que o cenário do PDE está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

# CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS

Ao fim do período decenal, estima-se que a população residente alcance 221 milhões de habitantes, com crescimento médio de 0,6% ao ano. O PIB per capita atingirá 39 mil reais em valores constantes de 2017, com crescimento de 2,2% ao ano.

Correspondentemente, o consumo final energético cresce a uma taxa média de 2,3% ao ano, alcançando 325 milhões no fim de 2027.

Estima-se que a oferta interna de energia atinja cerca de 367 milhões de tep, um crescimento médio anual de 2,3%. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 3,6% ao ano, chegando com oferta estimada em 889 TWh ao fim de 2027. Em termos per capita, a oferta interna de eletricidade sobe de cerca de 3.000 kWh para 4.024 kWh em 2027.

**Tabela 10. Indicadores: Consumo Final de Energia**

Discriminação		2017	2022	2027	Variação média anual		
					2017 a 2022	2022 a 2027	2017 a 2027
População Residente	(10 <sup>6</sup> hab)	208	215	221	0,7%	0,5%	0,6%
PIB	(10 <sup>9</sup> reais de 2017)	6.560	7.505	8.696	2,7%	3,0%	2,9%
	per capita (10 <sup>3</sup> R\$/hab)	31	35	39	2,1%	2,5%	2,3%
Oferta interna de energia	(10 <sup>6</sup> tep)	293	324	367	2,0%	2,6%	2,3%
	por PIB (tep/10 <sup>3</sup> R\$)	0,045	0,043	0,042	-0,7%	-0,4%	-0,5%
	per capita (tep/hab)	1,41	1,50	1,66	1,3%	2,0%	1,7%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	624	752	889	3,8%	3,4%	3,6%
	por PIB (kWh/10 <sup>3</sup> R\$)	95	100	102	1,0%	0,4%	0,7%
	per capita (kWh/hab)	2.994	3.491	4.024	3,1%	2,9%	3,0%
Consumo final de energia	(10 <sup>6</sup> tep)	260	286	325	1,9%	2,6%	2,3%
	per capita (tep/hab)	1,25	1,33	1,47	1,3%	2,1%	1,7%
	por PIB (tep/10 <sup>3</sup> R\$)	0,040	0,038	0,037	-0,8%	-0,4%	-0,6%

Em relação à oferta interna de energia, as energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 3,2%, destacando-se o crescimento médio de 6,1% ao ano na oferta das outras renováveis (energia eólica, solar, biodiesel e lixívia). Dessa forma, estima-se o percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira em 47% em 2027 (Tabela 11).

Por outro lado, destaca-se a redução da participação do petróleo e seus derivados na oferta interna total de energia, de 36% em 2017 para 31% em 2027. Apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol e do óleo combustível e GLP por gás natural são os principais determinantes da diminuição esperada no período.

**Tabela 11. Evolução da Oferta Interna de Energia no Horizonte Decenal**

	2017		2022		2027		2017-2027
	mil tep	%	mil tep	%	mil tep	%	Variação Média (% a.a.)
<b>Energia Não Renovável</b>	<b>166.808</b>	<b>57</b>	<b>169.776</b>	<b>52</b>	<b>193.094</b>	<b>53</b>	<b>1,5</b>
Petróleo e Derivados	106.276	36	107.547	33	113.830	31	0,7
Gás Natural	37.938	13	37.244	11	49.377	13	2,7
Carvão Mineral e Derivados	16.570	6	18.443	6	20.884	6	2,3
Urânio (U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> ) e Derivados	4.193	1	3.918	1	6.877	2	5,1
Outras Não renováveis	1.831	1	1.982	1	2.126	1	1,5
<b>Energia Renovável</b>	<b>126.685</b>	<b>43</b>	<b>154.685</b>	<b>48</b>	<b>174.263</b>	<b>47</b>	<b>3,2</b>
Hidráulica e Eletricidade	35.023	12	45.333	14	46.761	13	2,9
Lenha e Carvão Vegetal	23.424	8	23.731	7	24.439	7	0,4
Derivados da Cana-de-Açúcar	51.116	17	61.476	19	72.072	20	3,5
Outras Renováveis	17.122	6	24.145	7	30.990	8	6,1
<b>Total</b>	<b>293.492</b>	<b>100</b>	<b>323.819</b>	<b>100</b>	<b>367.356</b>	<b>100</b>	<b>2,3</b>

Observa-se que o país tem caminhado em convergência ao cumprimento das metas assumidas, com destaque para a previsão de superação das mesmas no que tange a composição da Matriz Energética, em especial

quanto à participação de fontes renováveis (exclusive hídrica), para a qual se projeta uma participação de 35%, participação de bioenergia estimada em 22% (Tabela 12).

**Tabela 12. Acompanhamento das medidas NDC x Projeções PDE 2026**

INDICADORES		NDC	PDE 2027
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética	Eletricidade	8%	7%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	22%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	73%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	34%
	Participação de bioenergia	18%	21%
	Participação total de fontes renováveis	45%	48%

Dessa forma, diferentemente do que ocorre na maioria dos países, no Brasil o setor elétrico contribui pouco para o total de emissões de gases de efeito estufa.

Considerando que o País cumpra o compromisso absoluto de sua NDC, de 1,3GtCO<sub>2</sub>e em 2025, as emissões oriundas do SIN previstas neste PDE representariam cerca de 3% desse total.

Portanto, esforços adicionais para mitigação de gases de efeito estufa não devem se concentrar no setor elétrico, mas sim em setores que apresentem oportunidades com melhor relação custo-benefício.

O crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 62% entre 2005 e 2027. Esse incremento é inferior ao esperado para

a oferta interna bruta no mesmo período (70%). Dessa forma, o indicador de intensidade de emissões de GEE no uso da energia em 2027 será menor que aquele verificado em 2005. O indicador de intensidade de emissões da economia também deverá fechar o horizonte decenal abaixo daquele verificado para o ano de 2005.

**Tabela 13. Intensidade de carbono na economia brasileira devido à produção e ao uso da energia**

Item	Unidade	2005	2020	2025	2027
Emissões de GEE na produção e uso de energia	10 <sup>6</sup> tCO <sub>2</sub> e	317	430	484	513
PIB	R\$ bilhões [2010]	3.122	4.334	5.000	5.304
Oferta Interna Bruta	10 <sup>6</sup> tep	218	310	351	371
Intensidade de carbono no uso da energia	kgCO <sub>2</sub> e/tep	1.451	1.389	1.381	1.384
Intensidade de carbono na economia	kgCO <sub>2</sub> e/R\$ [2010]	101,3	99,2	96,8	96,7

A geração estimada incluindo a autoprodução (representando quase 10% da geração total no período) é apresentada na Tabela 14.

A participação da geração eólica alcança mais de

10% no fim do período, enquanto a autoprodução a partir da biomassa quase dobra a geração esperada no horizonte analisado.

**Tabela 14. Geração Total de Eletricidade**

Geração Centralizada	2017		2022		2027	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica	404	65	523	69	539	60
Gás Natural	54	9	36	5	56	6
Carvão	15	2	11	1	13	1
Nuclear	16	3	15	2	26	3
Biomassa	25	4	31	4	38	4
Eólica	42	7	58	8	102	11
Solar (centralizada)	1	0	9	1	18	2
Outros	12	2	3	1	4	1
<b>Subtotal (atend. Carga)</b>	<b>569</b>	<b>91</b>	<b>685</b>	<b>91</b>	<b>796</b>	<b>90</b>
Autoprodução & Geração Distribuída	2017		2022		2027	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa (biogás, bagaço de cana, lixo e lenha)	26	4	41	5	51	6
Solar	0	0	2	0	12	1
Hidráulica	3	1	5	1	7	1
Eólica	0	0	0	0	2	0
Não renováveis	26	4	18	2	21	2
<b>Subtotal (autoprod. &amp; GD)</b>	<b>55</b>	<b>9</b>	<b>67</b>	<b>9</b>	<b>93</b>	<b>10</b>
<b>Total</b>	<b>624</b>	<b>100</b>	<b>752</b>	<b>100</b>	<b>889</b>	<b>100</b>

No decorrer das últimas décadas, a diferença entre a demanda total de energia e a produção de energia primária vem mantendo uma trajetória decrescente. A persistir tal tendência nos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia

excedente em sua matriz energética, atingindo quase 120 milhões de tep em 2027, o que equivale a cerca de 23% da produção total de energia no País (Tabela 15).

**Tabela 15. Evolução da Oferta de Energia Primária**

Discriminação	2017	2022	2027	2017-2022	2022-2027	2017-2027
	mil tep			Variação (% a.a.)		
<b>Demanda Total de Energia (A)</b>	<b>304.615</b>	<b>341.645</b>	<b>396.668</b>	<b>2,3</b>	<b>3,1</b>	<b>2,7</b>
Consumo Final	260.010	286.340	325.296	1,9	2,6	2,3
Perdas	44.605	55.305	71.373	4,5	5,2	4,8
<b>Produção de Energia Primária (B)</b>	<b>303.039</b>	<b>412.688</b>	<b>515.171</b>	<b>6,4</b>	<b>4,5</b>	<b>5,1</b>
<b>Energia Excedente (B) - (A)</b>	<b>-1.576</b>	<b>71.043</b>	<b>118.503</b>	<b>-</b>	<b>10,8</b>	<b>-</b>

A Tabela 16 mostra a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo, onde se observa um importante incremento na produção de petróleo bruto, com média anual de 6,8%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 1,2% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do

decênio, apresenta-se energia excedente de, aproximadamente, 140 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira, sendo esta a responsável pelo significativo superávit de energia excedente da matriz energética brasileira no horizonte do plano.

**Tabela 16. Evolução da Oferta de Petróleo e Derivados**

Discriminação	2017	2022	2027	2017-2022	2022-2027	2017-2027
	mil tep			Variação (% a.a.)		
<b>Demanda de Derivados de Petróleo (A)</b>	<b>117.093</b>	<b>119.458</b>	<b>131.702</b>	<b>0,4</b>	<b>2,0</b>	<b>1,2</b>
Consumo Final	110.291	115.841	127.932	1,0	2,0	1,5
Transformação	6.802	3.617	3.649	-11,9	0,2	-6,0
<b>Produção de Petróleo (B)</b>	<b>144.161</b>	<b>212.919</b>	<b>272.811</b>	<b>8,1</b>	<b>5,1</b>	<b>6,6</b>
Petróleo Bruto	135.907	206.243	261.458	8,7	4,9	6,8
Líquidos de Gás Natural	5.089	1.166	3.175	-25,5	22,2	-4,6
Biodiesel	3.166	5.510	8.178	11,7	8,2	10,0
<b>Energia Excedente (B) - (A)</b>	<b>27.067</b>	<b>93.461</b>	<b>141.230</b>	<b>28,1</b>	<b>8,6</b>	<b>18,0</b>

A Tabela 17 apresenta o balanço de gás natural projetado, onde se destaca o decréscimo, nos primeiros cinco anos, no processamento em UPGN, em razão da diminuição da necessidade de despacho termelétrico. Já no segundo quinquênio, a oferta oriunda de UPGN retoma a expansão e se aproxima de 67 milhões m<sup>3</sup>/d, em 2027, em função do aumento do consumo como um todo.

Quanto ao consumo final, pode-se ressaltar a aceleração do crescimento na segunda metade do decênio, com destaques para os setores residencial e não energético (matéria-prima). Estima-se que o consumo final de gás natural aumente, em média, 2,3% ao ano nos próximos dez anos, chegando a 63 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2027.

**Tabela 17. Balanço de Gás Natural Seco**

Discriminação	2017	2022	2027	2017-2022	2022-2027	2017-2027
	mil m <sup>3</sup> /dia			Variação (% a.a.)		
<b>Oferta Total Esperada</b>	<b>89.853</b>	<b>76.680</b>	<b>94.984</b>	<b>-3,1%</b>	<b>4,4%</b>	<b>0,6%</b>
UPGN	60.483	44.644	66.763	-5,9%	8,4%	1,0%
Importação	29.370	32.036	28.221	1,8%	-2,5%	-0,4%
<b>Consumo Total Esperado</b>	<b>85.169</b>	<b>76.680</b>	<b>94.984</b>	<b>-2,1%</b>	<b>4,4%</b>	<b>1,1%</b>
Transformação em Eletricidade <sup>(1)</sup>	34.739	21.987	31.946	-8,7%	7,8%	-0,8%
<b>Consumo final</b>	<b>50.430</b>	<b>54.693</b>	<b>63.038</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,3%</b>
Consumo não energético	2.133	7.019	9.733	26,9%	6,8%	16,4%
Consumo energético	48.297	47.675	53.305	-0,3%	2,3%	1,0%
Setor energético <sup>(2)</sup>	11.300	10.751	11.374	-1,0%	1,1%	0,1%
Residencial	1.180	1.490	2.077	4,8%	6,9%	5,8%
Transportes	5.400	5.362	5.738	-0,1%	1,4%	0,6%
Industrial	29.997	29.114	32.818	-0,6%	2,4%	0,9%
Outros <sup>(3)</sup>	420	958	1.298	17,9%	6,3%	11,9%

Notas: (1) Inclui autoprodução.  
 (2) Não inclui o consumo em E&P.  
 (3) Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Na Tabela 18 são apresentados os valores quantitativos de produção interna de energia ao

longo do horizonte do PDE 2027, com destaque para a produção de petróleo.

**Tabela 18. Produção Interna de Energia**

Fonte	Unidade	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
					Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Petróleo	mil barris/dia	2.626	3.984	5.051	1.358	52%	1.067	27%	2.425	92%
Gás Natural	milhões de m <sup>3</sup> /dia	109,9	123,5	192,1	13,7	12%	68,5	55%	82,2	75%
Óleo Diesel	milhões de m <sup>3</sup>	40,6	47,9	51,1	7,3	18%	3,1	7%	10,4	26%
Óleo Combustível	milhões de m <sup>3</sup>	12,2	11,5	11,9	-0,7	-6%	0,4	3%	-0,3	-3%
Gasolina	milhões de m <sup>3</sup>	27,7	27,0	26,4	-0,7	-2%	-0,6	-2%	-1,3	-5%
GLP	milhões de m <sup>3</sup>	10,4	12,2	14,6	1,8	17%	2,4	20%	4,2	40%
Querosene	milhões de m <sup>3</sup>	6,2	6,6	7,0	0,4	6%	0,4	6%	0,8	13%
Etanol	milhões de m <sup>3</sup>	27,7	34,7	42,4	7,0	25%	7,7	22%	14,7	53%
Eletricidade	TWh	624,1	752,0	888,9	128	20%	137	18%	265	42%

As próximas tabelas (19 a 21) indicam a expansão física do sistema no período decenal, enquanto a Tabela 22 apresenta a estimativa do montante associado de investimentos. A Tabela 23 mostra o elenco dos projetos hidrelétricos disponibilizados

ao PDE 2027 para o exercício da expansão da geração centralizada, enquanto a Tabela 24 finaliza com a síntese dos estudos conduzidos na Análise Ambiental. Por fim, a Tabela 25 apresenta a projeção da matriz energética nacional em 2027.

**Tabela 19. Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Sistema Interligado Nacional**

FONTES	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
	GW			Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Capacidade Instalada de Geração Elétrica	149	168	209	20	13%	41	24%	61	41%
Hidráulica	94	102	103	8	9%	1	1%	10	11%
Térmica	23	27	32	4	17%	5	20%	9	40%
Eólica	12	15	27	3	25%	11	74%	14	116%
Solar Centralizada	0	4	9	3	-	5	137%	8	-
UTE Ciclo Aberto + Tec. Armazenamento	0	0	13	-	-	13	-	13	-
Demais	20	21	25	1	5%	5	24%	6	31%

**Tabela 20. Transmissão de Energia Elétrica**

ITEM	Unidade	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
					Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Linhas de Transmissão	km	141.576	172.213	196.816	30.637	22%	24.603	14%	55.240	39%
Subestações	MVA	348.232	439.245	524.881	91.013	26%	85.636	19%	176.649	51%

**Tabela 21. Transporte de Gás Natural**

ITEM	Unidade	2017	2022	2027	2017-2022		2022-2027		2017-2027	
					Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Gasodutos	km	9.409	9.503	9.503	94	1%	0	0%	94	1%

**Tabela 22. Síntese das Estimativas de Investimentos**

TIPO	R\$ bilhões Período 2018-2027	%
<b>Oferta de Energia Elétrica</b>	<b>393</b>	<b>21,7%</b>
Geração Centralizada	226	12,4%
Geração Distribuída (micro e minigeração)	60	3,3%
Transmissão	108	5,9%
<b>Petróleo e Gás Natural</b>	<b>1.382</b>	<b>76,1%</b>
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	1.340	73,8%
Oferta de Derivados de Petróleo	34	1,8%
Oferta de Gás Natural	8	0,4%
<b>Oferta de Biocombustíveis Líquidos</b>	<b>41</b>	<b>2,3%</b>
Etanol – Usinas de produção	34	1,9%
Etanol – Infraestrutura dutoviária e portuária	4	0,2%
Biodiesel – Usinas de produção	3	0,2%
<b>TOTAL</b>	<b>1.816</b>	<b>100%</b>
	<b>1.816</b>	<b>100%</b>

**Tabela 23. Elenco dos Projetos Hidrelétricos Disponibilizados ao PDE 2027**

<b>Data Mais Cedida Entrada Operação</b>	<b>UHE</b>	<b>Potência (MW)</b>	<b>Bacia</b>	<b>Rio</b>	<b>UF</b>
2024	Apertados	139	Piquiri	Piquiri	PR
2024	Castanheira	140	Juruena	Arinos	MT
2024	Davinópolis	74	Paranaíba	Paranaíba	MG/GO
2024	Ercilândia	87	Piquiri	Piquiri	PR
2024	Tabajara	400	Ji-Paraná	Ji-Paraná	RO
2024	Telêmaco Borba	118	Tibagi	Tibagi	PR
2025	Comissário	140	Piquiri	Piquiri	PR
2025	Itaocara I	150	Paraíba do Sul	Paraíba do Sul	RJ
2027	Bem Querer	650	Branco	Branco	RR
Após 2027	Alta Floresta	127	Teles Pires	Teles Pires	MT
Após 2027	Buriti Queimado	142	Tocantins	Almas	GO
Após 2027	Couto Magalhães	150	Araguaia	Araguaia	MT/GO
Após 2027	Formoso	342	São Francisco	São Francisco	MG
Após 2027	Foz do Piquiri	93,2	Piquiri	Piquiri	PR
Após 2027	Foz do Xaxim	63,2	Uruguai	Chapecó	SC
Após 2027	Itaguaçu	92	Paranaíba	Claro	GO
Após 2027	Itapiranga	724	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2027	Jatobá	1.650	Tapajós	Tapajós	PA
Após 2027	Maranhão	125	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2027	Mirador	80	Tocantins	Tocantinzinho	GO
Após 2027	Paraná	90	Tocantins	Paraná	TO
Após 2027	Porteiras	86	Tocantins	Maranhão	GO
Após 2027	Porto Galeano	81	Sucuriú	Sucuriú	MS
Após 2027	Santo Antônio	84	Uruguai	Uruguai	SC/RS
Após 2027	Saudade	61	Uruguai	Chapecó	SC
<b>Total</b>		<b>5.890</b>			

**Tabela 24. Síntese da Expansão Prevista no PDE 2027**

FONTE OU ATIVIDADE	EXPANSÃO DO PDE 2027
 <p>UHE</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 3.080 MW (13 UHEs), todas as regiões do Brasil com exceção do Nordeste</li> <li>- Contratado: 1.114 MW (4 UHEs). Indicativo: 1.966 MW (9 UHEs)</li> <li>- Região Hidrográfica Amazônica: 5 UHEs e 61% da potência, RH Paraná: 6 UHEs e 29% da potência, RH Uruguai: 1 UHE e 5% da potência, e RH Atlântico Sudeste: 1 UHE e 5% da potência</li> </ul>
 <p>PCH</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2.797 MW</li> <li>- Contratado: 747 MW (62 PCHs) em todas as regiões do Brasil</li> <li>- Indicativo: 2.050 MW nos subsistemas S e SE/CO</li> </ul>
 <p>Termelétricas fósseis (GN, carvão) e nuclear</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 24.690 MW</li> <li>- Contratado: 6.020 MW (6 UTEs GN, 2 UTEs a diesel e 1 UTE a carvão, além de 1 ampliação de UTE GN) e 1.405 MW (1 nuclear)</li> <li>- Indicativo: 17.265 MW (64% no subsistema SE/CO, 22% no S e 14% no NE)</li> </ul>
 <p>Termelétricas a biomassa</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 3.141 MW</li> <li>- Contratado: 541 MW, 61% de queima do bagaço e palha da cana de açúcar, 32% de cavaco de madeira, 4% de biogás, 2% de biogás de vinhaça e 1% de casca de arroz, nos subsistemas SE/CO, NE e S</li> <li>- Indicativo: 2.600 MW, dos quais 150 MW são de biogás, no subsistema SE/CO</li> </ul>
 <p>Eólicas</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 14.006 MW</li> <li>- Contratado: 4.006 MW (164 parques), predominantemente no NE</li> <li>- Indicativo: 10.000 MW no subsistema NE (80%) e no subsistema S (20%)</li> </ul>
 <p>Solar</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 7.459 MW</li> <li>- Contratado: 2.459 MW (88 projetos) sendo 71% no NE e 29% no SE</li> <li>- Indicativo: 5.000 MW nos subsistemas NE e SE/CO</li> </ul>
 <p>Transmissão</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 55.240 km (38% do sistema), em todas as regiões do Brasil</li> <li>- Contratado: 284 LTs</li> <li>- Análise socioambiental de 418 LTs, 41.415 km de extensão</li> <li>- N (8.647 km), NE (10.404 km), CO (3.992 km), SE (10.221 km) e S (8.161 km)</li> </ul>
 <p>Exploração e produção de petróleo e GN</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 260 unidades produtivas (UPs) de exploração e produção de petróleo e gás natural iniciarão sua produção de recursos convencionais ao longo do decênio</li> <li>- UPs <i>onshore</i> nas regiões N, NE e SE.</li> <li>- UPs <i>offshore</i> estão concentradas no SE, com ocorrência também no NE e N</li> </ul>
 <p>Refinarias, UPGNs e Terminais de GNL</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 refinaria no NE (PE), ampliação</li> <li>- 2 terminais de regaseificação, no NE e no SE (SE e RJ)</li> <li>- Não há UPGNs planejadas</li> </ul>
 <p>Gasodutos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 gasodutos, no NE e no SE (CE e RJ)</li> </ul>
 <p>Etanol</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Expansão da produção de etanol em 49% no horizonte decenal, passando de 30 bilhões de litros (2018) para 44 bilhões de litros (2027)</li> <li>- 20 usinas planejadas, 11 de cana-de-açúcar, 4 de milho e 5 <i>flex</i> (cana e milho)</li> <li>- Regiões Centro-Oeste, Oeste de Minas Gerais e, Noroeste do Paraná</li> </ul>
 <p>Biodiesel</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 3 novas usinas e 3 usinas em ampliação (regiões NE, CO e S)</li> </ul>

Tabela 25. Projeção da Matriz Energética em 2027

FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA

FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA

CONSOLIDADO - 2027 (10 <sup>3</sup> tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA																
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPORE	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	ENERGIA HIDROELÉTRICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUE-ROSENE	GÁS DE COQUE	COQUE DE MINERAL	URÂNIO	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETA-ANIDRO E HI-DRATO	OUTRAS SE-CUN-DÁRIAS	PRO-DU-TÃO ENER-GÉTICO DE PE-TRÓLEO	AL-CA-TRÃO	ENER-GIA SECUN-DÁRIA TOTAL	TO-TAL
PRODUÇÃO	261.458	69.625	3.342	0	6.877	45.193	24.439	71.121	33.116	515.171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	515.171
IMPORTAÇÃO	6.663	9.065	5.464	10.644	0	0	0	0	0	31.836	11.488	2.895	705	5.194	3.090	1.433	0	0	0	1.569	0	951	1.265	64	0	0	60.890
VARIACÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	268.121	78.689	8.807	10.644	6.877	45.193	24.439	71.121	33.116	547.007	11.488	2.895	705	5.194	3.090	1.433	0	0	0	1.569	0	951	1.265	64	0	0	575.661
EXPORTAÇÃO	-165.749	0	0	0	0	0	0	0	0	-165.749	-1.261	-7.072	-1	0	4.518	0	0	0	0	0	0	0	-382	0	0	0	-13.244
NÃO-APROVEITADA	0	-2.384	0	0	0	0	0	0	0	-2.384	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.384
REINJEÇÃO	0	-26.928	0	0	0	0	0	0	0	-26.928	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-26.928
OFERTA INTERNA BRUTA	102.373	49.377	8.807	10.644	6.877	45.193	24.439	71.121	33.116	351.946	10.228	2.893	706	5.183	1.428	0	1.433	0	0	1.569	0	951	882	64	0	0	15.410
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-102.373	-25.180	-4.618	-10.644	-6.877	-45.193	-8.352	-31.561	-22.334	-257.131	51.574	20.354	8.899	1.583	5.731	1.799	8.318	0	74.881	4.059	20.907	11.142	6.119	325	0	0	226.764
REFINÁRIAS DE PETRÓLEO	-102.373	0	0	0	0	0	0	0	-3.175	-105.547	43.302	19.441	4.612	4.914	5.731	0	0	0	0	0	0	0	10.182	5.487	0	0	105.080
PLANTAS DE GÁS NATURAL	0	-7.707	0	0	0	0	0	0	975	-6.733	0	0	4.171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	632	0	0	0	4.803
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COQUEARIAS	0	0	0	-10.644	0	0	0	0	0	-10.644	0	0	0	0	0	2.282	8.318	0	6.774	0	0	0	-784	0	337	0	10.153
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.877	0	0	0	0	-6.877	0	0	0	0	0	0	0	6.774	0	0	0	0	0	0	0	0	-103
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-9.321	-4.367	0	0	-44.814	-351	-6.366	-9.749	-74.967	1.124	0	0	0	0	0	0	6.774	0	0	0	0	0	0	0	0	-13.745
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-5.951	-251	0	0	-379	-342	-3.253	-5.819	-15.995	-621	-338	0	0	-483	0	0	0	0	8.008	0	0	-482	0	-12	0	6.072
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-7.659	0	0	-7.659	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.059	0	0	0	0	0	0	4.059
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-21.942	0	-21.942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21.909	0	0	0	0	0	21.909
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-2.700	0	0	0	0	0	0	-4.567	-6.767	7.769	913	116	3.331	0	0	0	0	0	0	-1.002	2.226	0	0	0	0	6.691
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.693	0	0	0	0	0	0	0	-11.693
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	24.198	4.189	0	0	0	16.087	39.560	10.781	94.815	61.802	23.247	9.605	6.766	4.303	1.799	9.752	0	64.756	4.059	21.858	12.024	6.183	325	0	0	230.480
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	3.126	0	0	0	0	0	0	0	3.126	0	0	0	6.766	2	0	0	0	0	0	687	511	6.183	209	0	0	14.359
SETOR ENERGÉTICO	0	21.071	4.189	0	0	0	16.087	39.560	10.781	91.689	61.802	23.247	9.605	0	4.301	1.799	9.752	0	64.756	4.059	21.170	11.513	0	115	0	0	216.122
RESIDENCIAL	0	7.603	0	0	0	0	0	19.422	0	27.025	1.271	253	37	0	300	0	0	0	6.151	0	0	3.831	0	0	0	0	11.844
COMERCIAL	0	667	0	0	0	0	4.937	0	0	5.604	0	0	7.777	0	0	0	0	0	17.037	376	0	0	0	0	0	0	25.190
PÚBLICO	0	376	0	0	0	0	95	0	0	471	15	35	340	0	0	0	0	0	11.215	90	0	0	0	0	0	0	11.695
AGROPECUÁRIO	0	40	0	0	0	0	0	0	0	40	34	26	217	0	0	0	0	0	4.176	0	0	0	0	0	0	0	4.454
TRANSPORTES	0	1.843	0	0	0	0	2.143	0	0	2.143	7.378	11	4	0	0	0	0	0	3.140	8	17	0	0	0	0	0	10.558
INDUSTRIAL	0	10.541	4.189	0	0	0	8.913	20.139	10.781	54.563	1.451	2.379	1.230	0	4.300	0	0	0	278	0	21.153	0	0	0	0	0	101.927
	0	10.541	4.189	0	0	0	8.913	20.139	10.781	54.563	1.451	2.379	1.230	0	1	1.499	9.752	0	22.759	3.585	0	7.682	0	115	0	0	50.454
	0	10.541	4.189	0	0	0	8.913	20.139	10.781	54.563	1.451	2.379	1.230	0	1	1.499	9.752	0	22.759	3.585	0	7.682	0	115	0	0	105.017