



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO



# PNE 2050

PLANO NACIONAL DE ENERGIA



VERSÃO PARA  
CONSULTA PÚBLICA



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



# Produção e Uso de Energia

Nesta seção é apresentado um panorama com as principais considerações em relação à perspectiva da produção e uso de energia no horizonte de 2050. Esta visão geral é fruto da consolidação dos diversos estudos de longo prazo conduzidos ao longo dos últimos anos e disponíveis publicamente nos sítios eletrônicos da EPE e do MME.

Apesar da incerteza sobre a evolução do setor no longo prazo, a começar pelas perspectivas macroeconômicas subjacentes, tanto pelo lado da demanda de energia quanto pelas tecnologias e fontes que a suprirão em um contexto de transição energética mundial, confirma-se a riqueza da dotação de recursos energéticos do Brasil, que supera em muitas vezes a demanda de energia total estimada para o período.

As perspectivas vislumbradas significarão uma alteração do papel histórico do País de demandante líquido de energia para ofertante líquido no futuro próximo. Em outras palavras, a administração da escassez de energia, que trouxe profundas implicações econômicas na história do País, cederá lugar, no horizonte do PNE 2050, a um novo desafio: o de gerenciar a abundância de recursos em que o País se torna um grande produtor líquido de energia em uma ampla gama de fontes, ainda que uma parte significativa delas requeira o enfrentamento de desafios tecnológicos, socioambientais, regulatórios para seu aproveitamento econômico.

Ainda que os recursos sejam variados e significativos quando comparados à demanda de energia total do período, há ainda uma considerável incerteza a respeito da trajetória de demanda no horizonte do PNE 2050.

## Administração da abundância (1): a disponibilidade total de recursos supera largamente a demanda de energia total no horizonte até 2050.

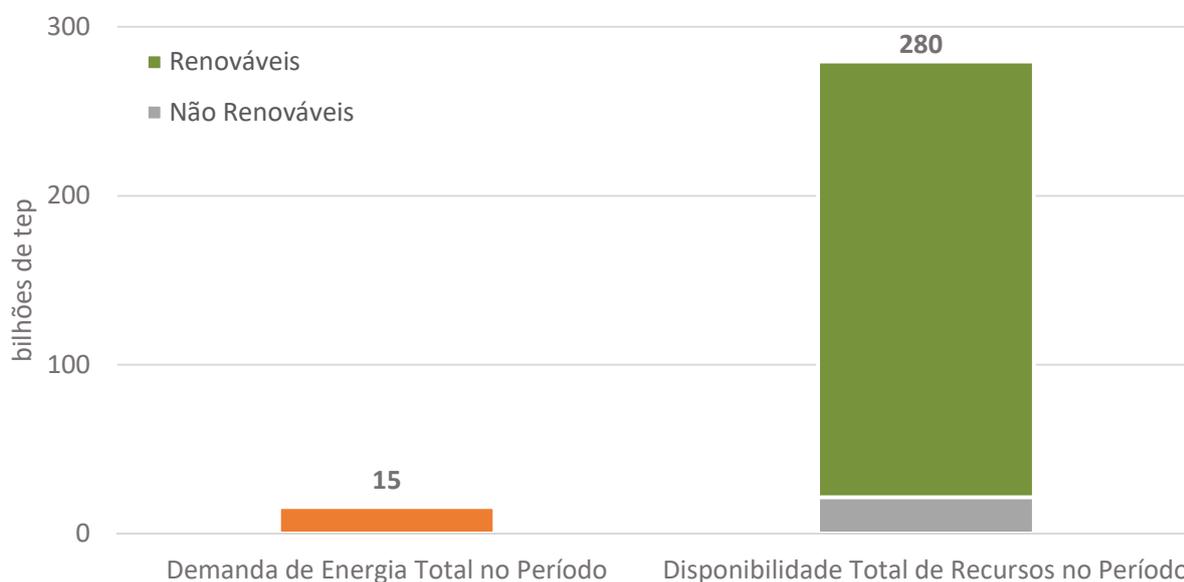


Figura 3 - Comparação entre potencial de recursos e demanda de energia no horizonte do PNE 2050

Os estudos do PNE apontam para um potencial energético de quase 280 bilhões de tep no horizonte até 2050. Este valor representa o potencial de recursos não renováveis da ordem de 21,5 bilhões de tep e o potencial anual de 7,4 bilhões de tep de recursos renováveis ao longo de 35 anos. A demanda de energia cresce de 300 milhões de tep para cerca de 600 milhões de tep e, ao longo de trinta e cinco anos, essa trajetória representa uma demanda de energia total acumulada do período equivalente a pouco menos de 15 bilhões de tep. Os valores podem ser ainda maiores se estudos mais detalhados do potencial de recursos energéticos forem realizados nos próximos anos.

Tamanha discrepância entre potencial de recursos e a demanda de energia estimada gera uma situação distinta daquela vivida ao longo especialmente da segunda metade do século XX, quando o País viveu grandes crises de energia, notadamente os 2 choques do petróleo na década de 1970 e o racionamento de energia elétrica de 2001. Durante este período, a administração da escassez energética esbarrou várias vezes em problemas que tinham implicações sobre toda a economia, como, por exemplo, no caso dos choques do petróleo na década de 1970 e suas implicações para o saldo em transações correntes. Nesse sentido, as severas implicações macroeconômicas da dependência energética levaram a uma política energética de maior autossuficiência da qual o Proálcool e a exploração de petróleo em alto mar foram exemplos destacados.

Todavia, as perspectivas aqui elencadas alteram completamente a estratégia de gerenciamento de escassez de energia. Diferentemente do que vigorou até então, o desafio no horizonte do PNE 2050 será o de administrar a abundância de recursos. Seguramente, tal tarefa leva em conta as implicações econômicas que surgirão de o País se tornar grande produtor de energia, com grande riqueza de fontes distintas de energia. É o caso, por exemplo, das grandes reservas de petróleo estimadas que, uma vez aproveitadas, alçarão o País para o patamar de maiores produtores do mundo, com desdobramentos em termos de saldo em transações correntes, investimentos e ampliação da produção.

**Administração da abundância (2):** só a parcela dos recursos mais facilmente acessíveis excede em 60% a demanda de energia total acumulada do período.

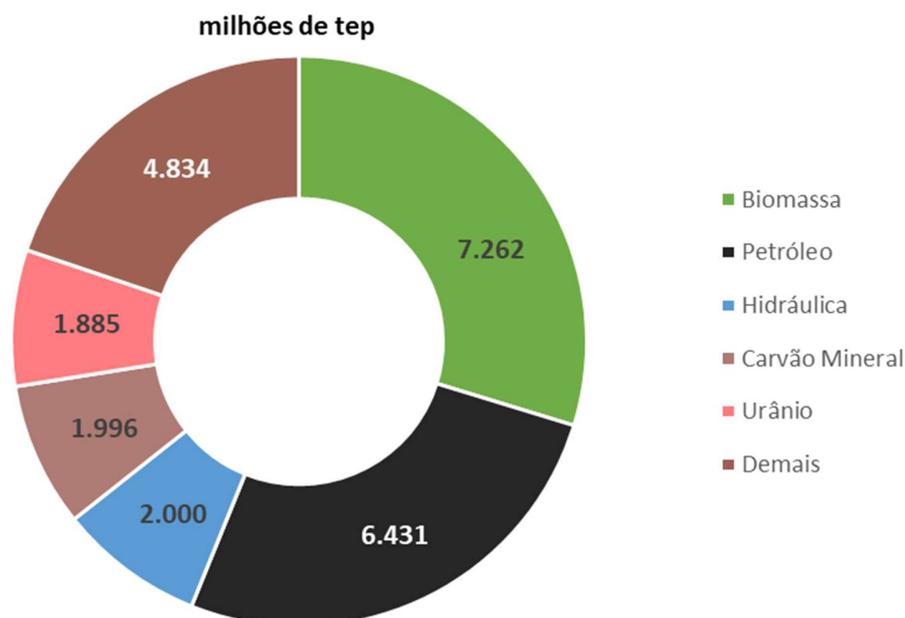


Figura 4 - Potencial de recursos mais facilmente acessíveis no horizonte de 2050

O aproveitamento dos recursos depende da viabilidade técnica e econômica que, por sua vez, envolve muitas variáveis e restrições, como atributos geológicos (no caso dos minerais), além de levar em consideração aspectos tecnológicos, legais, regulatórios, ambientais, sociais e governamentais. Caso não haja economicidade, o poder público pode avaliar a criação e a implementação de políticas no sentido de aproveitamento de determinadas fontes. Logo, a facilidade de aproveitamento dos recursos torna-se tão relevante quanto o seu potencial.

Dessa forma, os recursos foram segregados em 2 grupos em função das condições de aproveitamento dos recursos em termos da acessibilidade, economicidade, desafio tecnológico, etc. Tais condições refletem, naturalmente, o conhecimento atual do levantamento do potencial e poderão ser alterados de acordo com informações mais precisas no futuro sobre a real disponibilidade e viabilidade de utilização do recurso.

O grupo com maior facilidade de aproveitamento totaliza pouco mais 24 bilhões de tep, sendo 11 bilhões de tep de recursos não-renováveis. São incluídos neste grupo: os recursos convencionais descobertos e contingentes de petróleo, os recursos convencionais descobertos do gás natural, a parcela lavrável das reservas de carvão mineral medidas e indicadas e as reservas medidas e indicadas de urânio de Lagoa Real/Caetité (BA) e Santa Quitéria (CE), levando-se em conta as perdas de mineração e de beneficiamento. No caso dos recursos renováveis, que alcançam 13 bilhões de tep, são incluídos: as UTEs a biomassa, as UHEs que não apresentam interferências em áreas protegidas, a solar fotovoltaica e a eólica *onshore*, as PCH e o potencial de eólica *offshore* considerando as áreas com até 10 km de distância da costa.

### Administração da abundância (3): o aproveitamento de boa parte dos recursos implicará desafios significativos.

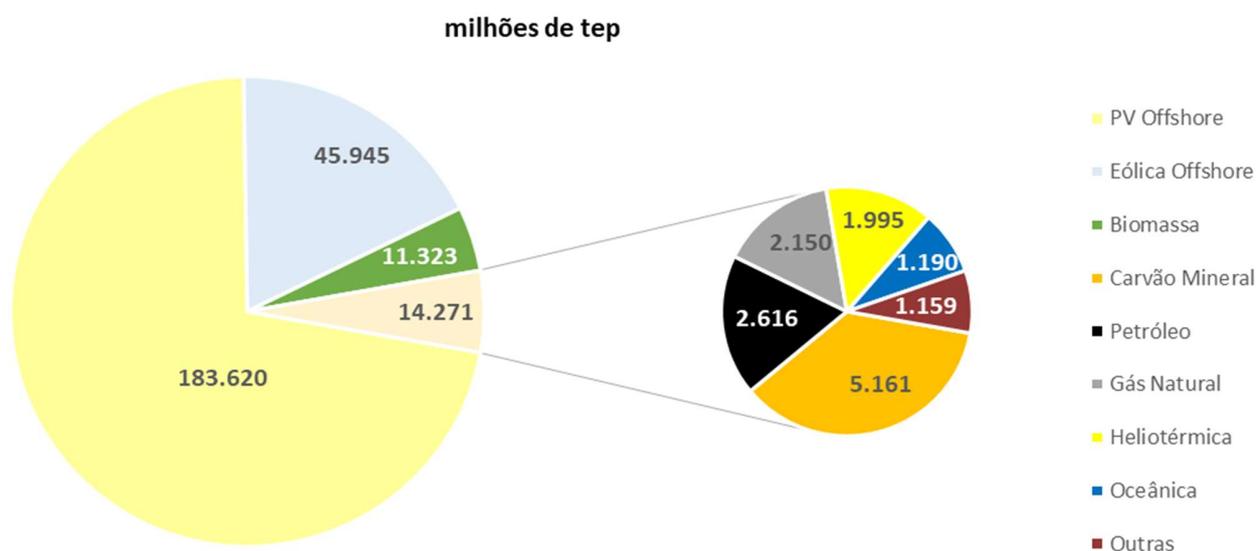


Figura 5 - Potencial de recursos com maiores desafios de aproveitamento no horizonte de 2050

O grupo constituído pelos recursos com maiores desafios para seu aproveitamento alcança pouco mais de 255 bilhões de tep, sendo pouco mais de 10 bilhões de recursos não-renováveis, compostos pelos recursos convencionais não descobertos do petróleo, os recursos convencionais não descobertos e os recursos não convencionais do gás natural, as reservas medidas e inferidas do carvão mineral com recuperação média de 77% e poder calorífico de 3.900 kcal/kg, e as reservas medidas e indicadas de urânio, com exceção de Lagoa Real/Caetité (BA) e Santa Quitéria (CE), bem como as reservas inferidas, levando-se em conta as perdas de mineração e de beneficiamento.

Já no caso dos recursos renováveis, cujo potencial mais desafiador alcançaria quase 245 bilhões de tep ao longo de todo o período até 2050, seria composto pelas UHE que apresentam interferências em áreas protegidas, o potencial de eólica *offshore* em áreas com até 200 milhas de distância da costa, exceto as áreas até 10 km e o potencial de solar PV *offshore* que considera a área com faixa de irradiação de 6,5 a 6,8 kWh/m<sup>2</sup>.dia.

Em relação às fontes descritas, vários desafios se impõem além da questão de viabilidade econômica ou técnica, passando pelos desdobramentos socioambientais, regulatórios, entre outros.

**Incerteza** sobre o futuro está refletida em 2 cenários de evolução do consumo potencial de energia final.



Figura 6 - Evolução do Consumo Final de Energia

Os estudos do PNE tratam a ampla gama de incerteza em relação a tecnologias, hábitos, comportamentos, modelos de negócios, regulação, entre outros no horizonte do 2050 por meio de 2 cenários limítrofes e resumidos por meio de 2 trajetórias de evolução do consumo potencial de energia (calculado antes dos ganhos de eficiência energética).

O cenário limítrofe superior se caracteriza pelo desafio de se preparar para o futuro em um contexto de expansão forte da demanda bruta e como se posicionar estrategicamente para o atendimento desta demanda. Portanto, foi nomeado de **Desafio da Expansão**. Para este cenário são conduzidas ainda análises de sensibilidade relacionadas a questões-chave para o desenho da estratégia de longo prazo de expansão do setor de energia nacional.

No cenário **Estagnação** (pois reflete uma trajetória em que o consumo de energia per capita mantém-se em torno do patamar de 2015), a expansão da demanda bruta de energia não é o elemento central da política energética, embora esta ainda tenha um papel em apontar caminhos para matriz energética mais adequada aos objetivos de modicidade e sustentabilidade técnica e ambiental.

O cenário **Desafio da Expansão** apresenta taxa de crescimento médio de 2,2% a.a., chegando em 2050 com pouco mais do que o dobro do consumo final de 2015, com crescimento mais acelerado nos primeiros quinze anos, com taxa média superior a 2,5% a.a. No cenário **Estagnação**, o crescimento do consumo final de energia aumenta de pouco mais de 10% no horizonte de análise. Tais taxas de crescimento estão associadas, entre outras a perspectivas de crescimento econômico e demográfico apresentadas a seguir.

O cenário **Desafio da Expansão** considera a realização de reformas importantes, com **crescimento médio do PIB de 3,1% a.a.** e de **2,8% do PIB per capita**.

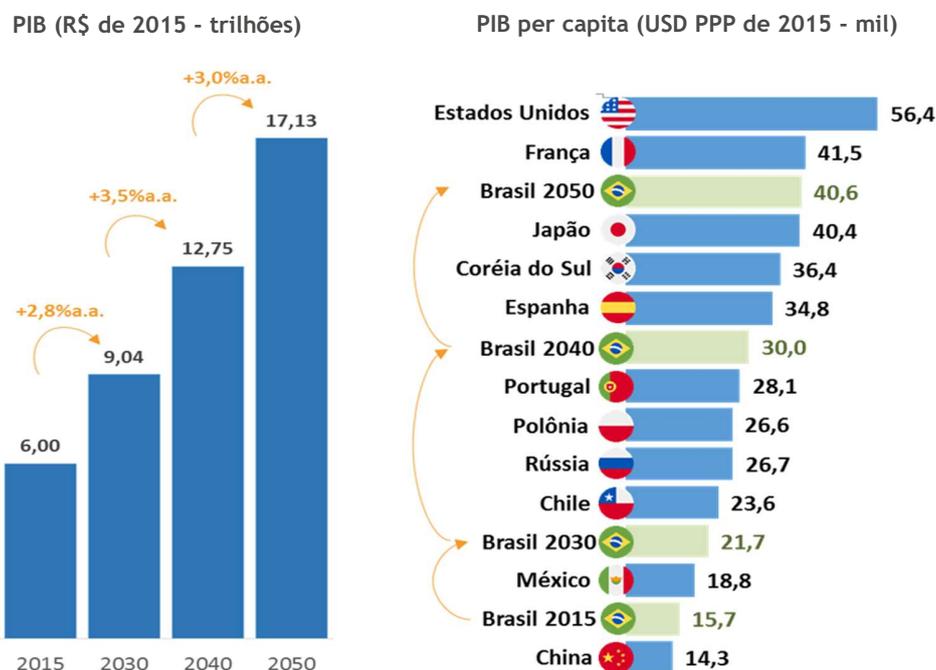


Figura 7 - Evolução do PIB e do PIB per capita no Cenário Desafio da Expansão

O cenário **Desafio da Expansão** contempla um ambiente econômico, político-institucional e social de maior estabilidade, o que permite a realização de reformas estruturais importantes, gerando impactos significativos sobre o ambiente de negócios, o investimento, a produtividade e, conseqüentemente, sobre o crescimento do PIB. Neste cenário, o PIB crescerá, em média, 3,1% a.a. entre 2016 e 2050.

Considerando a evolução demográfica e a evolução da atividade econômica nesse horizonte, espera-se que o PIB per capita cresça em média 2,8% a.a. no período. Alcançar tal crescimento mostra-se de fato desafiador, dado o histórico de crescimento do PIB per capita-brasileiro de 1,1% a.a. entre 1996 e 2005 e de 1,8% a.a. no período 2006-2015. Com isso, o PIB per capita alcançará em 2050 40,6 mil dólares PPP de 2015, patamar semelhante ao de países como Japão e França no ano de 2015, conforme a Figura 7.

## A população brasileira manterá a tendência de crescer a taxas cada vez menores.

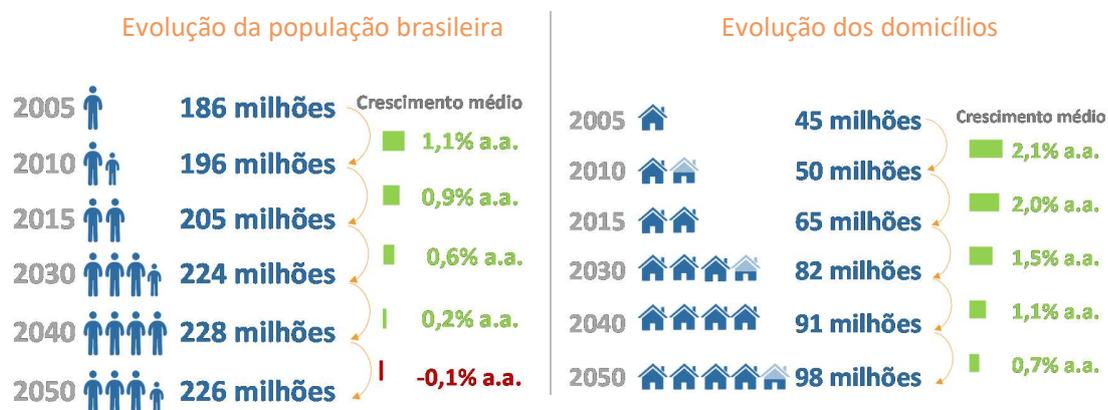


Figura 8 - Evolução da população e dos domicílios

As projeções demográficas são baseadas nas tendências recentes observadas para a mortalidade, fecundidade e migração. E, o que se observa é que, ao longo dos últimos anos, a população brasileira vem crescendo a taxas cada vez menores, tendência que se manterá nos próximos anos, com expectativa de decréscimo na década de 2040. A visão de longo prazo tanto do crescimento absoluto da população, quanto relacionada à sua distribuição entre as regiões, grau de urbanização e perfil de renda tem profundas implicações para a avaliação de cenários de demanda de energia, que são insumos para o estudo de estratégias de expansão de oferta no longo prazo.

Entre 2015 e 2050, estima-se que a população brasileira cresça a uma taxa média de 0,3% a.a., um incremento de cerca de 21 milhões de habitantes, o que se aproxima da soma da população de Portugal e Grécia em 2015. Com isso, em 2050, o País passará a ter 226 milhões de habitantes (Figura 8). Em termos regionais, estima-se que o maior crescimento ocorra nas regiões Norte (0,6%) e Centro-Oeste (0,6%), com variações acima da média nacional. Este maior crescimento, contudo, não será capaz de induzir a uma alteração significativa da distribuição regional da população, que continuará fortemente concentrada nas regiões Sudeste (42%) e Nordeste (28%).

Em relação ao número de domicílios, estima-se que o indicador relativo ao número de habitantes/domicílio se reduza de 3,2 em 2015 para 2,3 habitantes/domicílio em 2050. Como resultado, espera-se que em 2050 existam cerca de 98 milhões de domicílios no Brasil, um aumento de cerca de 33 milhões em relação a 2015, o que corresponde a um pouco mais que a quantidade de domicílios da França nesse mesmo ano. Boa parte dos domicílios será urbana, com crescimento da participação relativa de 86% em 2015 para 89% em 2050.

O consumo potencial de **energia elétrica** do País pode atingir até 3 vezes o patamar do ano base.

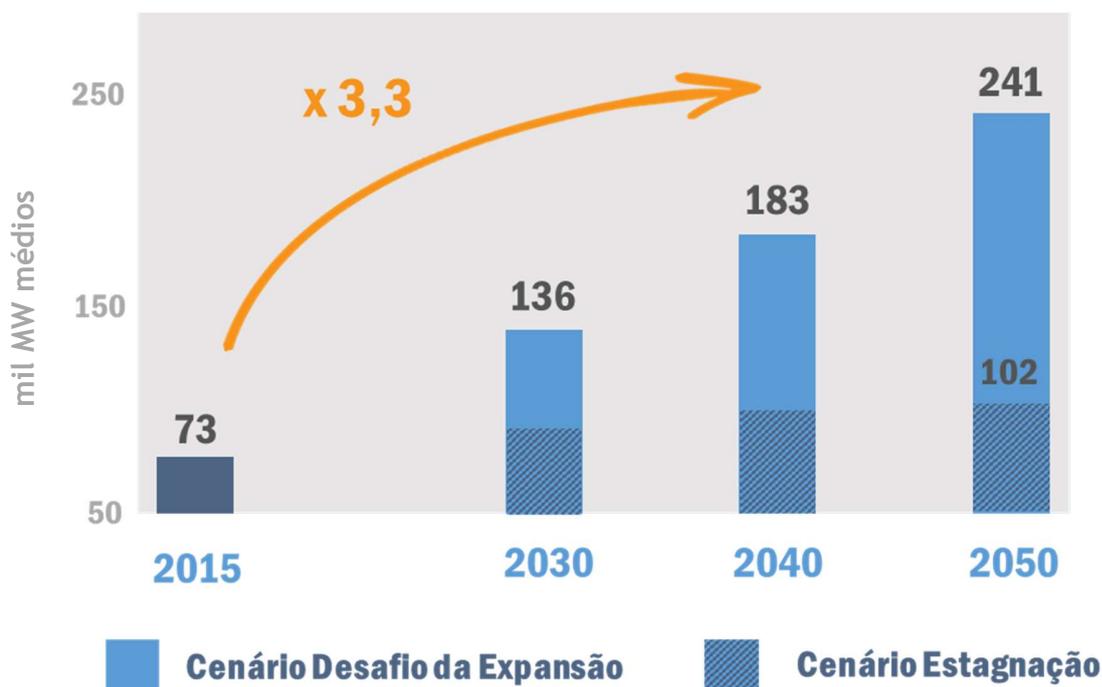


Figura 9 - Evolução do Consumo de Energia Elétrica

No cenário **Desafio da Expansão**, projeta-se um crescimento do consumo potencial de energia elétrica (que engloba o consumo na rede, a autoprodução, a geração descentralizada e é calculado antes dos ganhos de eficiência energética) da economia brasileira de 3,5% ao ano em média entre 2015 e 2050, atingindo-se um valor próximo de 240 mil MWmédios (ou pouco mais de 2.100 TWh) ao fim do período. Deste total, cerca de 5% do consumo potencial serão atendidos por Geração Distribuída, representando quase 11 mil MWmédios, enquanto 7% (ou 16 mil MWmédios) por Autoprodução. A eficiência energética se expande de forma significativa no período, devendo atingir 17% do total requisitado em 2050, o que equivaleria a pouco mais de 40 GWmédios ou aproximadamente 360 TWh.

No Cenário **Estagnação**, a taxa média projetada de crescimento do consumo potencial de energia elétrica é de 1% ao ano entre 2015 e 2050, atingindo-se um valor pouco abaixo de 100 mil MWmédios (ou pouco menos de 870 TWh) ao fim do período. A menor expansão econômica e o crescimento populacional modesto acabam por se refletir em uma menor expansão do consumo potencial de energia elétrica no horizonte deste cenário. Deste total, há um aumento da participação da Autoprodução com 14% (ou 13 mil MWmédios) do consumo potencial. Cerca de 7% do consumo potencial serão atendidos por Geração Distribuída, representando quase 6 mil MWmédios, enquanto a eficiência energética responde por 10% do total requisitado em 2050, o que equivaleria a pouco menos de 10 mil MWmédios.

No cenário Desafio da Expansão, a **demanda de energia elétrica a ser atendida por geração centralizada** cresce até 2,5 vezes em relação aos valores do ano base, mesmo com crescimento de GD, autoprodução, energia solar térmica e eficiência energética no período.

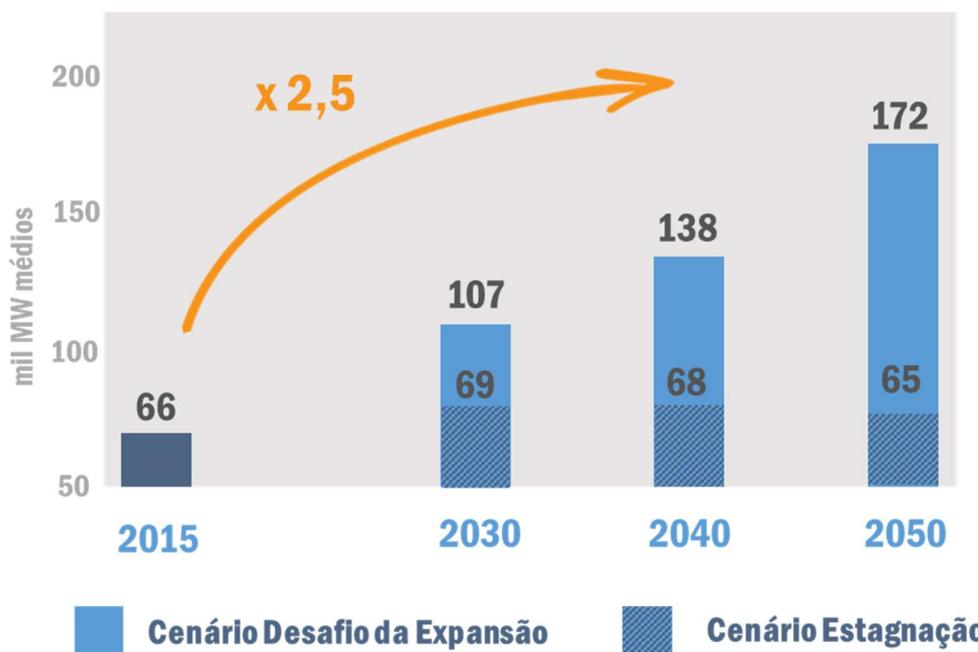


Figura 10 - Evolução da Demanda de Energia Elétrica a ser Atendida por Geração Centralizada

No cenário **Desafio da Expansão**, a necessidade de atendimento de demanda de eletricidade através de geração centralizada atinge cerca de 172 mil MW médios, o que equivale a cerca de 2,5 vezes o consumo observado em 2015. Em 2050, esse patamar cerca de 70% do requisito total de energia da economia brasileira. Esse crescimento pode ser ainda mais pronunciado caso as perspectivas de expansão mais acelerada de GD, autoprodução, energia solar térmica e eficiência energética neste cenário não se concretizem.

No cenário **Estagnação**, a perspectiva é de a geração centralizada continuar na faixa entre 65 mil a 70 mil MW médios, patamar que representa aproximadamente 2/3 do requisito total de energia em 2050, não apenas pelo crescimento mais modesto associado a este cenário, mas também a um aumento da participação relativa de Autoprodução e GD, cujos determinantes não se restringem apenas à evolução da atividade econômica interna.

## O consumo de energia e de eletricidade per capita aumenta, a despeito da contribuição da eficiência energética no horizonte até 2050.

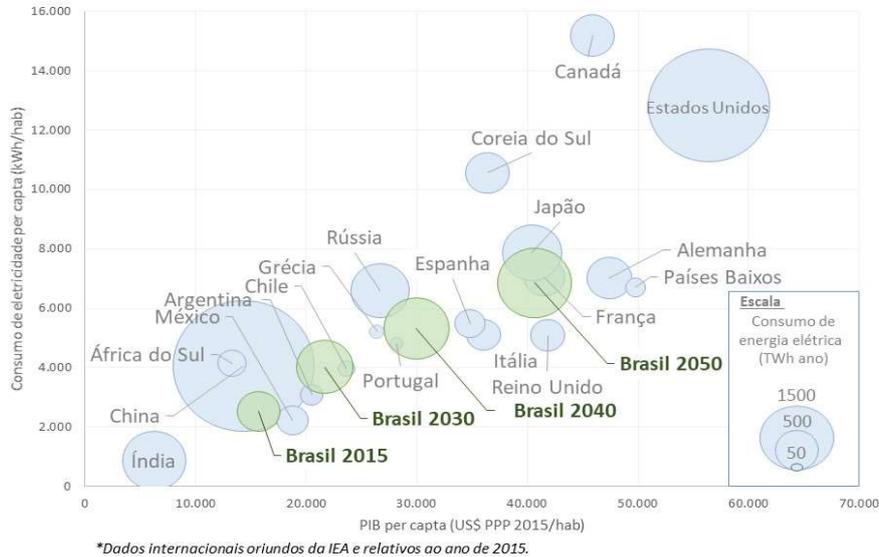


Figura 11 - Comparação internacional: Consumo elétrico e PIB per capita no Cenário Desafio da Expansão

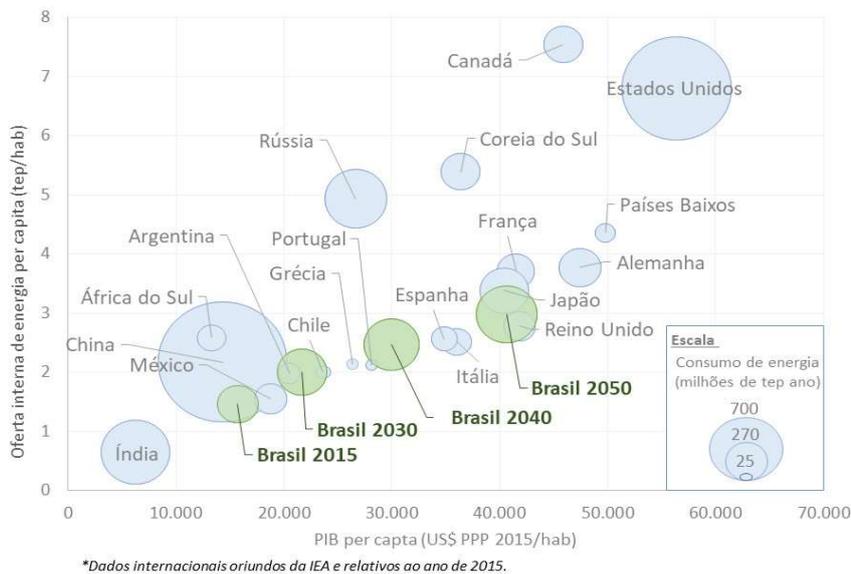


Figura 12 - Comparação internacional: Oferta Interna de Energia e PIB per capita no cenário Desafio da Expansão

O cenário **Desafio da Expansão** aponta uma evolução do uso de energia médio por habitante, ainda que ações de eficiência energética contribuam para reduzir essa taxa de crescimento. O indicador de oferta interna de energia per capita reflete a disponibilidade média de energia por habitante, que dobra no período 2015-2050, alcançando nível semelhante ao do Reino Unido (Figura 11). Já o consumo de eletricidade per capita quase triplica em 2050 frente a 2015 e atinge patamar semelhante ao atual dos Países Baixos (Figura 12).

Projeta-se que os **preços do petróleo** no longo prazo oscilem entre US\$ 80 a US\$ 90 o barril, em patamar próximo ao topo do intervalo de balanceamento de mercado.

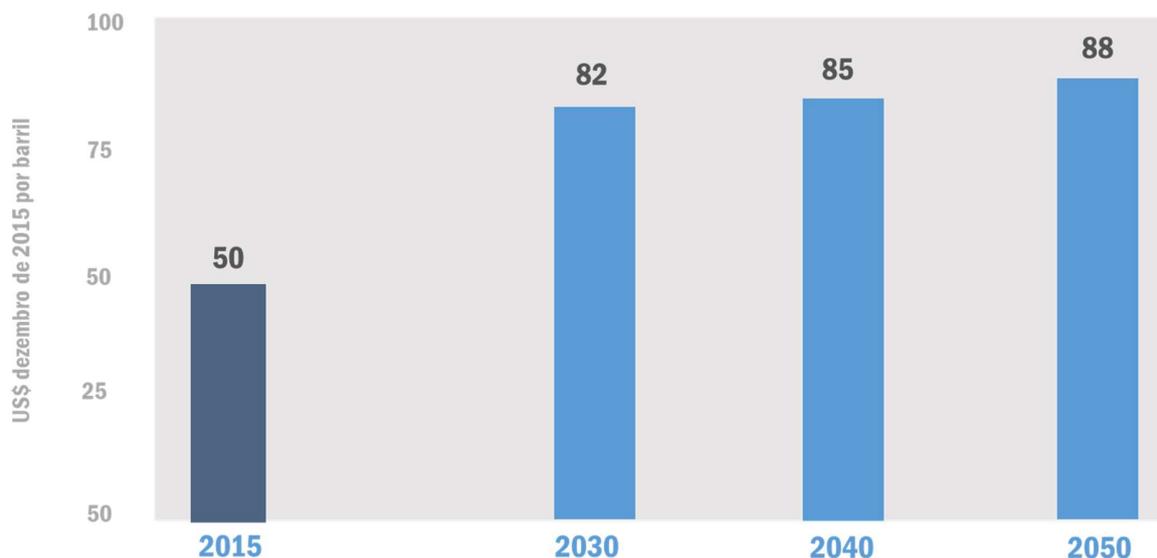


Figura 13 - Evolução dos preços do petróleo tipo Brent

Após discussões sobre um eventual pico de produção mundial do petróleo iniciadas nos 1990 (final), um ciclo de alta de preços e grandes descobertas de petróleo e gás natural a partir da segunda metade dos anos 2000 (Brasil, EUA e África, por exemplo) alterou as perspectivas de oferta no mercado internacional. Simultaneamente, desafios relacionados às mudanças climáticas e inovações tecnológicas, sobretudo nos setores transporte e elétrico, levou à moderação das perspectivas de crescimento de demanda mundial de petróleo. Assim, a discussão sobre pico de produção foi substituída pelas preocupações da indústria com o pico de demanda mundial de petróleo.

Do lado da oferta, a despeito do caráter exaurível deste recurso energético não-renovável, há fatores capazes de sustentar a expansão de sua oferta no longo prazo, de forma a garantir o atendimento da demanda mundial. Dentre tais fatores, três merecem destaque. O primeiro é a possibilidade de aumento da produção em países do Oriente Médio. Além disso, há que se considerar os incrementos de capacidade possibilitada pela oferta de não convencionais, com destaque para o *tight oil* norte americano e o óleo canadense. Finalmente, é importante sinalizar o aumento da produção de petróleo em águas profundas, contexto onde está inserido o Pré-sal brasileiro, além de Golfo do México e da costa ocidental da África.

Pelo lado da demanda de petróleo, políticas para mitigar mudanças climáticas e poluição atmosférica podem contribuir para a desaceleração de seu crescimento, estimulando a substituição desta fonte, quando possível, por outras de menor impacto ambiental. Nesse sentido, destaca-se a inserção dos veículos híbridos e elétricos na frota mundial e a expansão competitiva da geração elétrica renovável (eólica, solar e biomassa). O desenvolvimento de inovações também proporcionará maior eficiência energética nos equipamentos e processos em geral, contribuindo para a redução da intensidade de uso do petróleo.

Para o médio prazo, projeta-se uma demanda crescente por petróleo, estimulada pela integração energética de diversos países em desenvolvimento. O crescimento acelerado da geração de energia por fontes renováveis não deverá ser suficiente para atender a todo o crescimento da demanda, exigindo um aumento da oferta petrolífera mundial. Isso, associado à falta de capacidade produtiva adicional da maior parte dos países não-Opep, deve conduzir ao aumento do preço. Porém, essa elevação de preços não deverá ser excessiva, com vistas a evitar uma destruição de demanda, tornando antieconômica a extração de parte de suas reservas (*stranded assets*). Preços excessivamente altos também

viabilizariam novos investimentos em projetos concorrentes de fontes alternativas como, por exemplo, reservas não convencionais.

Entende-se que a principal questão de longo prazo não será a ausência, ou a redução, da demanda, mas a que preço os produtores conseguirão ofertar e comercializar um volume marginalmente crescente nas próximas décadas. Destaca-se que o aumento da demanda e o aumento dos preços deverão estimular a produção em regiões com custos mais elevados (produtores marginais), como em campos localizados em águas ultraprofundas e na região do Ártico. Nesse sentido, com a demanda adicional do cenário de referência atendida por produtores de maior custo, não se espera uma redução nos preços de maneira sustentada. Assim, no fim do período analisado, a dinâmica de oferta e demanda deverá promover o equilíbrio de longo prazo do preço do petróleo Brent em torno de US\$ 90/b, valor suficiente para viabilizar campanhas e produção em regiões cada vez mais desafiadoras e de reservas atualmente desconhecidas.

Tal faixa de oscilação de preços de petróleo está próxima ao topo do intervalo de balanceamento de mercado, visto que preços persistentemente abaixo de US\$ 40/b tendem a estimular a demanda mundial e a desestimular investimentos em E&P e a oferta no longo prazo, enquanto preços persistentemente acima de US\$ 90/b tendem a estimular investimentos em E&P e oferta de longo prazo e gerar “destruição de demanda”. Ou seja, assume-se que patamares de preços fora do intervalo de US\$ 40-90/b geram equilíbrio de mercados instáveis, favorecendo um novo balanceamento de oferta e demanda e o retorno para faixas de preços que promovam um equilíbrio mais estável de longo prazo no mercado internacional.

## A produção nacional de petróleo pode atingir mais de 6 milhões de barris em 2050

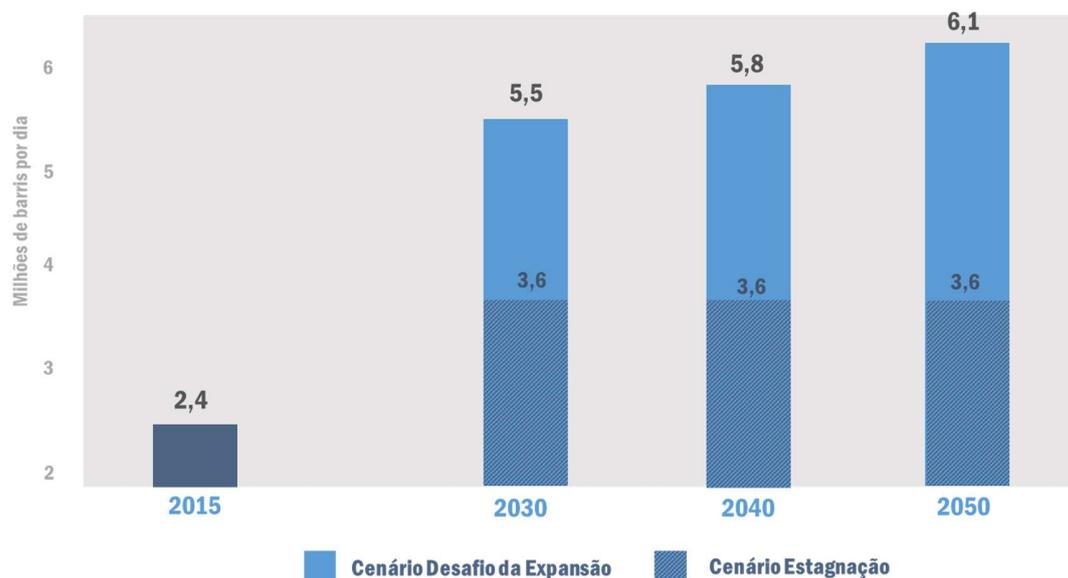


Figura 14 - Evolução da produção nacional de petróleo

A perspectiva de produção de petróleo no Brasil aponta na direção da consolidação da posição de grande produtor e exportador de petróleo no horizonte até 2050. Contudo, a manutenção dos altos níveis de produção que se espera atingir entre 2030 e 2050 está associada à perspectiva de recuperação de áreas em declínio e à contínua atividade de exploração com previsibilidade de cronograma, fundamental para o planejamento dos investidores.

Dessa forma, para que se mitigue o risco de queda do patamar de produção é necessária uma intensa promoção de licitações de blocos exploratórios, a adoção de políticas que incentivem o aumento do fator de recuperação e a postergação da vazão de abandono de campos de produção.

No cenário **Desafio da Expansão**, além da manutenção do preço médio do barril de petróleo do tipo Brent no patamar dos últimos 5 anos (2015-2019), são considerados sucessos nas iniciativas, não só de compensar o declínio da produção, mas em um crescimento significativo dos volumes recuperáveis atuais. Este cenário tem por base a manutenção das atividades de exploração e produção com previsibilidade de cronogramas das rodadas de licitação, e no sucesso das suas campanhas, principalmente com foco na área do pré-sal, no aumento do fator de recuperação da produção dos campos atualmente em declínio e na revitalização das atividades nas bacias *onshore*.

No cenário **Estagnação**, são considerados preços médio do barril de petróleo do tipo Brent em níveis até 30% mais baixos que nos últimos 5 anos, além de um ambiente mais desafiador para colocação do petróleo brasileiro no mercado internacional. O patamar de produção considerado, tem como base volumes oriundos de projetos mais robustos e de fácil atingimento e manutenção, composto das atuais descobertas e uma seleção mais rigorosa das áreas oferecidas nas futuras rodadas de licitação. Além disso, considera-se nesse cenário um patamar de cerca de 3,6 milhões de barris por dia, considerado como de segurança nacional, visando a manutenção da autossuficiência, pois o pico de demanda previsto não ultrapassará o equivalente em produção de petróleo, garantindo o suprimento interno no horizonte. Esta produção é sustentada por uma carteira mais competitiva, com menor preço de robustez dos projetos e passíveis a uma margem de ajuste da produção em função da manutenção do preço da *commodity*. Neste cenário, a incerteza no ambiente de investimentos afeta a intensificação das atividades exploratórias e os esforços para desenvolvimento de novas áreas, tendo por base a possível falta de mercado para exportação. Tal ambiente externo mais desafiador seria decorrente de uma geopolítica do petróleo mais restritiva para o Brasil por disputa de *market-share* com países com custos mais

competitivos ou com vantagens logísticas para acesso aos principais mercados consumidores (países-membros da OPEP, em particular, Arábia Saudita e outros países do Oriente Médio, e também outros países grandes produtores como Rússia e EUA). Essa conjuntura longa em oferta de petróleo e/ou com maior “disciplina” na geopolítica (ameaças de guerras de preços e concorrência predatória colocadas pela Arábia Saudita, Rússia e outros países com vantagens competitivas) seria ainda agravada pela aceleração da transição energética com “destruição” da demanda mundial de petróleo, aumentando a rivalidade na competição e o valor em risco de investimentos em E&P (risco de ativos “enclausurados” ou de baixa rentabilidade dos projetos).

A diferença entre as evoluções nos dois cenários mostra, além da influência do preço do petróleo, a importância crucial das iniciativas no curto prazo e suas consequências ao longo do horizonte, ressaltando a necessidade de profundidade nas análises dos projetos em função das incertezas que o setor está sujeito. Revela também os riscos de restrições a colocação do petróleo brasileiro no mercado internacional, bem como a importância de uma diplomacia externa de acesso a mercados - em particular na Ásia, onde a demanda permanece crescendo.

Em 2050, a molécula de gás natural será negociada a partir de **diversas origens, com diferentes graus de flexibilidade, liquidez nos contratos e diversidade de agentes.**

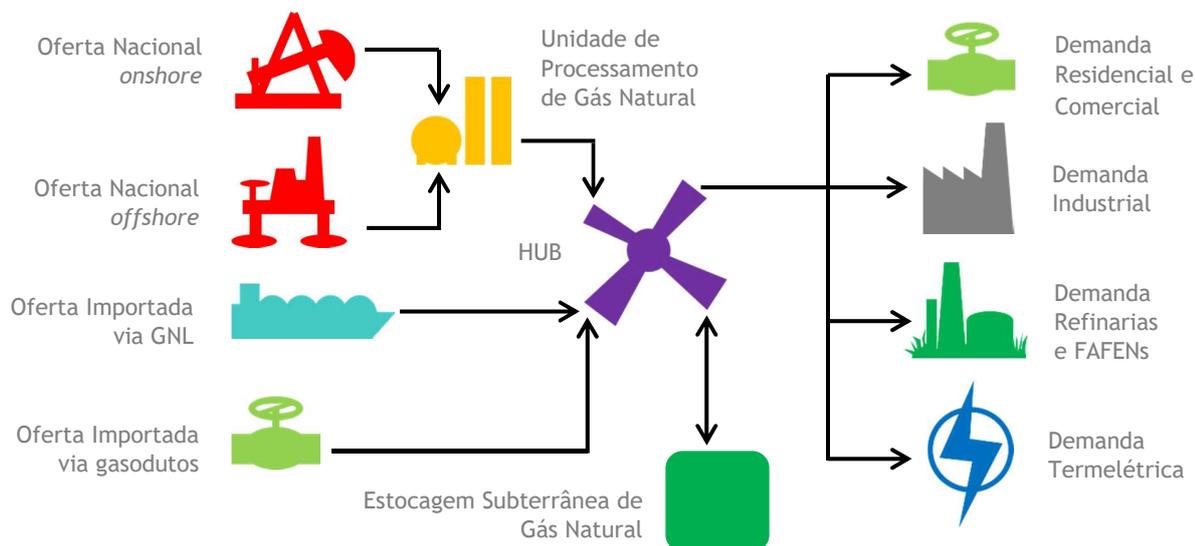


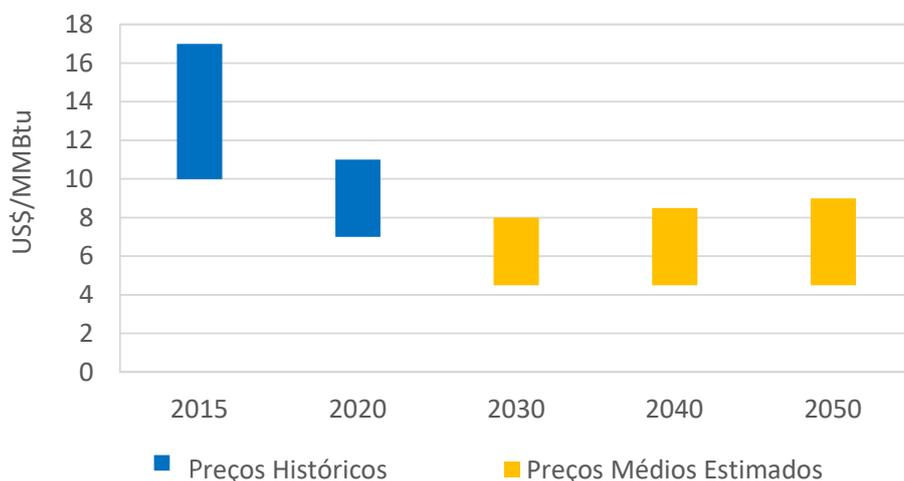
Figura 15 - Negociação do gás natural em hubs

A negociação nos hubs levará em conta diversas fontes de oferta, com respectivos volumes, preços e condições de flexibilidade. Cada agente comercializador irá montar seu portfólio de ofertas, adequando-se às suas análises de risco e aos contratos assinados junto aos consumidores. Conforme esquematizado na Figura 15, as principais fontes de oferta serão o gás natural nacional, o gás natural importado por meio de gasodutos (principalmente da Bolívia e Argentina) e o gás natural importado por meio de GNL. O Óleo Combustível (OC-ATE) ainda pode influenciar o preço máximo competitivo do gás natural no Brasil para consumidores industriais no curto a médio prazo, mas a longo prazo os preços nacionais do gás natural serão cada vez mais influenciados pelas fontes de oferta de gás, seguindo a tendência dos contratos de GNL ao redor do mundo, que vêm substituindo gradualmente a lógica da competição Gás-Óleo pela competição Gás-Gás.

Com a abertura do mercado de gás promovida pelo programa Novo Mercado de Gás, os preços da molécula de gás natural tendem a seguir cada vez mais uma lógica econômica, com descoberta de preços e negociação incluindo trocas de titularidade semanais e intradiárias. Portanto, os preços tendem a se aproximar do custo marginal, ou seja, o custo para fornecimento dos últimos volumes de molécula ao mercado nacional. Estes volumes marginais podem ser referentes ao GNL. No caso do gás natural nacional, haverá alinhamento cada vez maior com o preço de oferta ou preço de *break-even*, devido a uma maior eficiência dos mercados.

No que concerne ao custo do gás natural para clientes finais, sobretudo os industriais de grande porte, este será definido pelos preços de negociação nos hubs (dados os volumes e a flexibilidade requeridos por cada cliente) acrescidos da tarifa de transporte, margem de distribuição e tributos não recuperáveis. De modo geral, os preços de molécula comprados por cada cliente, seja ele termelétrico ou não-termelétrico, também poderão variar em torno destes patamares com base na fonte de oferta ou na cesta de volumes de gás natural adquiridas. Cada consumidor de grande porte ou agente comercializador tenderá a montar seu portfólio de fornecedores, e os preços também podem variar para cada tipo de cliente e para cada classe de consumo.

Como resultado do **Novo Mercado de Gás**, estima-se que até 2050 haverá redução na tarifa de transporte e na margem de distribuição, além de uma maior eficiência tributária, fazendo com que os custos de gás natural para clientes finais se aproximem cada vez mais dos preços da molécula.



Nota: No histórico, foram considerados o menor e o maior preço praticados para consumidores industriais de diferentes portes, dentre as tarifas definidas pelas CDLs ao longo de 2015 e de janeiro a março de 2020.

**Figura 16 - Faixa de preço do gás natural para consumidor industrial de diversos portes**

Devido ao sucesso dos aprimoramentos trazidos pelo programa Novo Mercado de Gás, estima-se que a tarifa de transporte e a margem de distribuição tenham uma redução considerável, passando a representar um percentual cada vez menor do preço final. Isto se deve principalmente à otimização de uso da infraestrutura existente e sua amortização ao longo do tempo, além dos maiores volumes negociados, que contribuem para maximizar o nível de utilização da infraestrutura. Assim, o preço final do gás natural estará cada vez mais próximo do custo da molécula em si, como ocorre hoje nos EUA e como vem ocorrendo ao longo do tempo na Europa.

A faixa inferior de preços (ver Figura 16) é compatível com o custo estimado (considerando condicionantes de mercado atuais) do gás natural no ambiente do pré-sal em novos projetos previstos para entrarem em produção nos próximos anos, com teor de CO<sub>2</sub> de cerca de 15%, a cerca de 200 km de distância da costa, já acrescido de escoamento, processamento, tarifa de transporte, margem de distribuição e tributos não recuperáveis. Esta fonte de oferta é atualmente considerada mais adequada ao atendimento de demandas firmes, pois em grande parte está relacionada a projetos de gás natural associado ao petróleo, que requerem uma maior constância nos volumes consumidos para que se tornem viáveis. Porém até 2050, com a viabilização de novas soluções para prover flexibilidade, espera-se que o gás do pré-sal possa alcançar diversos mercados com diferentes requisitos e características. Já a faixa superior de preços é compatível com o custo estimado da molécula de GNL importada e regaseificada, acrescida de tarifa de transporte, margem de distribuição para o segmento industrial e tributos não recuperáveis. Esta fonte de oferta, assim como as importações via gasodutos, possui um caráter mais flexível, podendo ser demandada em maior ou menor volume pelos clientes ao longo do ano, em janelas de tempo intradiárias ou sazonais.

Cabe ressaltar que os patamares de preços de gás natural considerados representam uma média de valores a partir de perfis de consumo de agentes, de diversos modelos de negócio e modos de contratação aplicáveis a estes setores, além de diferentes fontes de oferta de gás natural e diferentes estratégias de negociação e indexação de preços. Os valores podem ser diferentes para cada agente específico, e para cada projeto de E&P (*onshore* ou *offshore*, pós-sal ou pré-sal, associado ou não associado) que irá garantir os volumes de gás natural no caso do fornecimento nacional. Podem também variar caso a negociação considere um projeto específico, uma cesta de volumes ou o portfólio completo de projetos dos agentes. Além disso, as parcelas de transporte, distribuição e tributos variam dependendo do Estado, da Companhia Distribuidora Local – CDL, do ponto de entrada e saída, e da distância para cada cliente.