

Projeto IES – Brasil 2050

*Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de
Emissão de Gases de Efeito Estufa – GEE no Brasil
até 2050*

Cenário de Referência e Cenário 1,5°C

Centro de Estudos Integrados sobre Meio
Ambiente e Mudanças Climáticas
Centro Clima/COPPE/UFRJ

Apoio:

Instituto Clima e Sociedade (iCS) e WWF-Brasil

CENTRO CLIMA/COPPE/UFRJ

COORDENAÇÃO GERAL: Emilio Lèbre La Rovere

COORDENAÇÃO TÉCNICA: Carolina B.S. Dubeux e William Wills

MODELAGEM MACROECONÔMICA: William Wills

ESTUDOS SETORIAIS

Setor de Transporte: Márcio de Almeida D'Agosto, Daniel Neves Schmitz Gonçalves e George Vasconcelos Goes (Laboratório de Transporte de Carga –LTC/COPPE/UFRJ)

Setor Industrial: Otto Hebeda

Setor Energético: Amaro Olímpio Pereira Junior e Gabriel Castro

Setor de Agricultura, Floresta e Outros Usos da Terra (AFOLU): Michele Karina Cotta Walter, Carolina B.S. Dubeux e Isabella da Fonseca Zicarelli

Setor de Resíduos: Saulo Machado Loureiro e Tairini Pimenta

Avaliação microeconômica: Carolina Grottera

Cobenefícios: Daniel Oberling

Integração dos Modelos Energéticos de Demanda: Claudio Gesteira

APOIO: Carmen Brandão Reis

EDITORAÇÃO: Elza Maria da Silveira Ramos

Citação: Pereira Jr. A. O. e Castro, G. (2018). Cenários de Emissão de Gases de Efeito Estufa até 2050 no Setor de Oferta de Energia: Referência e 1,5°C, in Rovere, E. L.L.; Wills, W.; Dubeux, C. B. S; Pereira Jr, A. O.; D'Agosto, M. A; Walter, M. K. C; Grottera, C.; Castro, G.; Schmitz, D.; Hebeda, O.; Loureiro, S. M.; Oberling, D; Gesteira, C.; Goes, G.V.; Zicarelli, I.F.; e Oliveira, T.J.P (2018). Implicações Econômicas e Sociais dos Cenários de Mitigação de GEE no Brasil até 2050: Projeto IES-Brasil, Cenário1.5 ° C. COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

PROJETO IES-Brasil – 2050

**Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e
Mudanças Climáticas**

(Centro Clima/COPPE/UFRJ)

**Cenários de Emissão de GEE – 2050
(Referência e 1,5°C)**

Setor de Oferta de Energia

Relatório Técnico

Maio de 2018

Autores:

Amaro Olímpio Pereira Jr

Gabriel Castro

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Estrutura da Oferta Interna de Energia	2
2. Metodologia de cálculo da Oferta de Energia	5
2.1. Cadeias energéticas	5
2.2. O Modelo de Projeção de Matriz Energética (MATRIZ)	6
3. Cenário de Referência.....	9
3.1. Premissas Utilizadas na Modelagem.....	10
3.2. Dados de Entrada do Modelo MATRIZ.....	11
3.3. Principais Resultados	14
3.3.1. Resultados relativos à Oferta de Energia Elétrica e suas emissões	14
3.3.2. Resultados relativos à Oferta de Combustíveis e suas emissões.....	18
4. Cenário 1,5°C	26
4.1. Dados de entrada.....	26
4.2. Resultados relativos à Oferta de Energia Elétrica e suas emissões	27
4.3. Resultados relativos à Oferta de Combustíveis e suas emissões.....	31
4.4. Custos de mitigação das tecnologias consideradas	38
5. Comparação dos Resultados.....	40
6. Prospecção tecnológica para Cenário 1,5°C disruptivo	41
7. Referências Bibliográficas	43

Tabelas

Tabela 1.	Dados das novas fontes de geração de energia elétrica considerados no Cenário de Referência..	11
Tabela 2.	Evolução de demanda de energia final no Cenário de Referência (2015-2050).....	12
Tabela 3.	Evolução da capacidade instalada no Cenário de Referência (MW)	14
Tabela 4.	Evolução da geração por fonte no Cenário de Referência (MWano)	15
Tabela 5.	Evolução do fator de capacidade no Cenário de Referência (%)	16
Tabela 6.	Evolução das emissões da geração termelétrica e carvoejamento no Cenário de Referência (GgCO ₂ e)	18
Tabela 7.	Evolução da oferta de petróleo no Cenário de Referência (Mbbl/dia).....	18
Tabela 8.	Evolução da oferta de gás natural no Cenário de Referência (M m ³ /dia)	18
Tabela 9.	Perfil de produção considerado para as UPGNs em todo horizonte de simulação.	19
Tabela 10.	Evolução da produção anual de combustíveis no Cenários de Referência (ktep)	20
Tabela 11.	Oferta Interna de Energia no cenário Cenário de Referência (Mtep).....	24
Tabela 12.	Evolução das emissões fugitivas no Cenário de Referência (2015-2050)	25
Tabela 13.	Evolução das emissões do consumo energético do setor energético no Cenário de Referência (2015-2050)	25
Tabela 14.	Evolução de demanda de energia final no Cenário 1,5°C (2015-2050).	26
Tabela 15.	Evolução da capacidade instalada no Cenário 1,5°C (MW)	28
Tabela 16.	Evolução da geração por fonte no Cenário 1,5°C (MWano)	29
Tabela 17.	Evolução do fator de capacidade no Cenário 1,5°C (%).....	29
Tabela 18.	Evolução das emissões da geração termelétrica e carvoejamento no Cenário 1,5°C (GgCO ₂ eq) ...	31
Tabela 19.	Evolução da produção anual de combustíveis no Cenários 1,5°C (ktep).....	33
Tabela 20.	Oferta Interna de Energia no cenário Cenário 1,5°C(Mtep)	37
Tabela 21.	Evolução das emissões fugitivas no Cenário 1,5°C (2015-2050).....	38
Tabela 22.	Evolução das emissões do consumo energético do setor energético no Cenário 1,5°C (2015-2050)	38
Tabela 23.	Custos de mitigação do Cenário 1,5°C	39
Tabela 24.	Emissões do Cenário de Referência	40
Tabela 25.	Emissões do Cenário 1,5°C.....	40
Tabela 26.	Fatores de emissão de energia elétrica nos cenários de referência e 1,5°C	41

Figuras

Figura 1.	Participação das Fontes na Geração de Energia Elétrica em 2016	3
Figura 2.	Oferta Interna de Energia em 2016	4
Figura 3.	Representação simplificada das cadeias energéticas no modelo MATRIZ	6
Figura 4.	Participação do suprimento de energia elétrica por fonte no ano 2050 no Cenário de referência, resultado da simulação no Matriz para cada estágio.	17
Figura 5.	Capacidade de refino	19
Figura 6.	Perfil de produção de derivados.....	20
Figura 7.	Matriz Energética em 2030 (%).....	22
Figura 8.	Matriz Energética em 2050 (%).....	23
Figura 9.	Participação do suprimento de energia elétrica por fonte no ano 2050 no Cenário 1,5°C, resultado da simulação no Matriz para cada estágio.....	30
Figura 10.	Capacidade de refino	32
Figura 11.	Perfil de produção de derivados.....	32
Figura 12.	Matriz Energética em 2030 (%).....	35
Figura 13.	Matriz Energética em 2050 (%).....	36
Figura 14.	Emissões ao longo do horizonte até 2050 por subsetor em ambos os cenários	40

Oferta de Energia

1. Introdução

O presente capítulo tem por objetivo apresentar a evolução da Oferta de Energia e as respectivas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Brasil, no período 2015 a 2050, considerando um Cenário de Referência, que assume o atingimento das metas da NDC brasileira em 2030 e sem aumento do esforço de mitigação no longo prazo, e um Cenário 1,5°C, que assume medidas ambiciosas de redução das emissões de GEE para limitar o aumento de temperatura global a 1,5°C acima do período pré-industrial, considerando o limite per capita mundial do Emissions Gap Report (EGR) publicado pelo PNUMA (UNEP). As simulações são feitas com auxílio do modelo MATRIZ (Modelo de Projeção de Matriz Energética), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) com apoio da equipe do LIMA/COPPE/UFRJ.

A partir da simulação da evolução das demandas setoriais e da oferta de energia no horizonte 2050 para os cenários de referência e 1,5°C, foram calculadas também as respectivas Implicações Econômicas e Sociais (IES) para o Brasil¹, com auxílio de um modelo de equilíbrio geral computável, denominado IMACLIM-BR, ajustado para a economia brasileira pela COPPE com o apoio do CIREN², instituição que o desenvolveu.

A modelagem do setor de Oferta de Energia parte de dados exógenos de demanda de energia e a simulação de sua operação energética realizada com auxílio do modelo MATRIZ possibilita, como será visto a seguir, que se estimem as emissões das centrais elétricas (transformação) e das carvoarias, assim como, das emissões fugitivas de óleo e gás e fugitivas de carvão mineral. Além das emissões de oferta, foram estimadas também as emissões decorrentes do consumo final do setor energético (consumo de combustíveis), com base nos níveis de atividade obtidos pelo modelo MATRIZ.

¹ Ver capítulo Implicações Econômicas e Sociais de uma trajetória brasileira de emissões de GEE compatível com um Cenário 1,5°C.

² CIREN - Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement, França.

1.1. Estrutura da Oferta Interna de Energia

A oferta nacional de energia foi modelada considerando suas principais fontes primárias (ex: petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, hidráulica, biomassa, eólica, solar) e secundárias (ex: derivados de petróleo, coque de carvão mineral, eletricidade, etanol, carvão vegetal).

A modelagem toma como ponto de partida os dados e estrutura do Balanço Energético Nacional (BEN). Na construção do Cenário de Referência, procurou-se basear, sempre que possível, nos planos oficiais de energia do governo brasileiro em vigor. Neste setor, as principais referências oficiais são o Plano Nacional de Energia (PNE), os Planos Decenais de Energia (PDE) e o próprio Balanço Energético Nacional (BEN), publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Apresentaremos a seguir um breve resumo destes dados, a título de caracterização das especificidades do sistema energético brasileiro, que é bastante diferente da média mundial.

De acordo com o BEN 2017, o Brasil conta com reservas provadas petróleo de 12,7 bilhões de barris, que permitiu ao país produzir 2,56 milhões de barris por dia (Mbpd) em 2016. O setor de petróleo conta com uma capacidade nominal de refino de 2,09 Mbpd. Entretanto, para atender às especificações técnicas de algumas refinarias, um mínimo de 339 mil bpd devem continuar sendo importados.

O país conta ainda com reservas provadas de gás natural que somam 378 bilhões de m³. Tais reservas possibilitaram a produção em 2014 de 105,2 Mm³/dia. Parte da demanda é atendida via regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e importação da Bolívia (GASBOL). O setor contou com uma capacidade de processamento em 2016 de 95,6 milhões m³/dia, segundo dados do anuário estatístico da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O parque gerador elétrico brasileiro é hidrotérmico, caracterizado pela forte presença de usinas hidrelétricas, com grandes reservatórios de regularização plurianual e a fio d'água, localizadas em diferentes bacias hidrográficas, que ficam afastadas dos centros consumidores. O sistema, por isso, é interligado por extensas linhas de transmissão. A fonte hidráulica é complementada por usinas termelétricas – convencionais e nucleares – parques eólicos, cogeração a partir de biomassa (principalmente, o bagaço de cana), além de uma incipiente geração de base solar, mas que deverá crescer significativamente até o fim do horizonte, incluindo geração fotovoltaica distribuída, centrais fotovoltaicas e heliotérmicas. De acordo com o BEN 2017, em 2016 o Brasil possuía um parque instalado de geração de energia elétrica com capacidade de aproximadamente 150 GW, sendo quase 97 GW de usinas hidrelétricas, 41,3 GW de termelétricas convencionais, 2 GW de nucleares e 10 GW de usinas eólicas. Estima-se que o potencial hidrelétrico remanescente (principalmente na região

amazônica) seja de cerca de 90 GW. A Figura 1 mostra a participação de cada fonte na geração de energia elétrica.

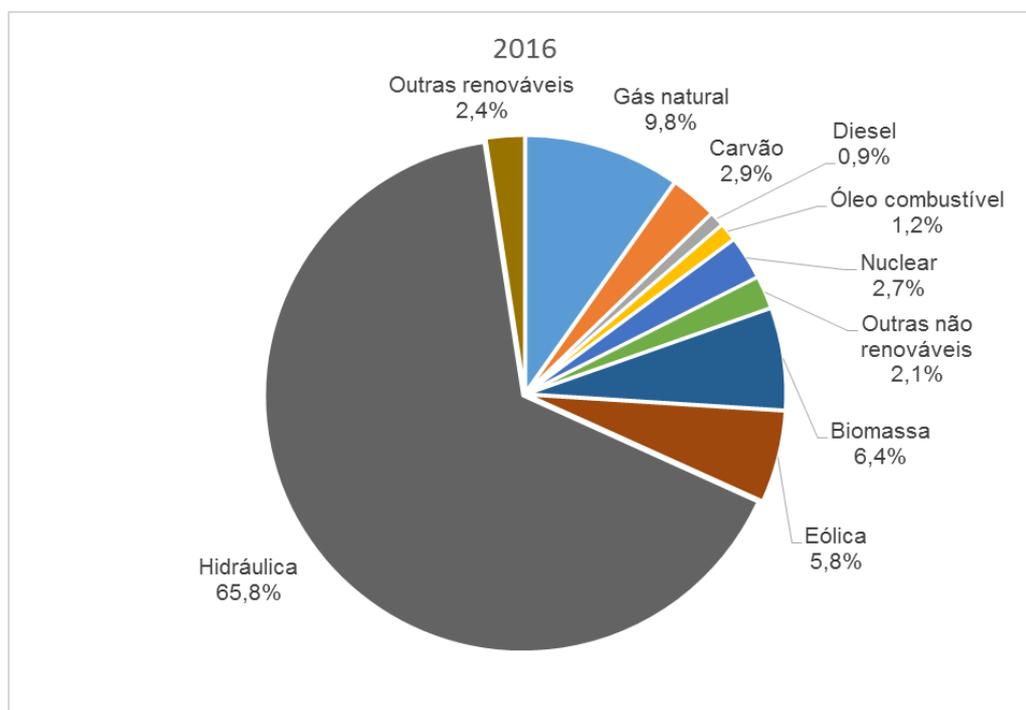


Figura 1. Participação das Fontes na Geração de Energia Elétrica em 2016

Fonte: BEN 2017

No setor sucroalcooleiro são processadas anualmente cerca de 184 milhões de toneladas de caldo de cana que produziram, em 2016, cerca de 28,3 milhões de m³ de etanol, segundo dados do BEN 2017. O setor produz ainda 169 milhões de toneladas de bagaço que são utilizadas no processo de produção de açúcar e álcool e na geração de energia elétrica.

O carvão mineral é o combustível fóssil mais abundante no País, que conta com uma reserva de 32,7 bilhões de toneladas concentradas na região Sul. Em 2016, foram produzidos 7,0 milhões de toneladas de carvão energético, que são utilizadas basicamente para geração de eletricidade. Atualmente, não há produção doméstica de carvão metalúrgico, sendo este, portanto, 100% importado.

As reservas de urânio no Brasil somam 309 mil toneladas, representando a sexta maior do mundo. Gradativamente, o país vem ampliando a capacidade nacional de processamento do combustível a ser utilizado em suas centrais termonucleares.

A produção de lenha em 2016 foi de 74,5 milhões de toneladas, sendo aproximadamente 30% para produção de carvão vegetal, usado principalmente no setor metalúrgico, e o restante utilizado

com fins energéticos diversos, com destaque para o consumo dos setores metalúrgico, agropecuário e residencial.

O Figura 2 abaixo ilustra a participação relativa das diversas fontes na matriz energética nacional.

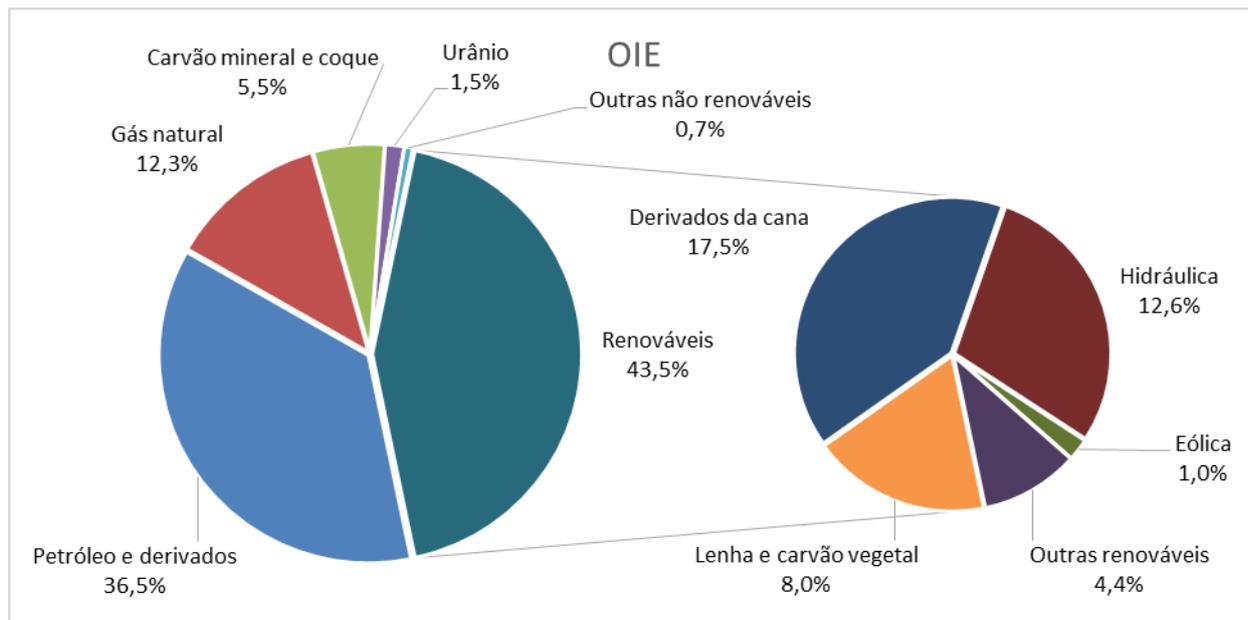


Figura 2. Oferta Interna de Energia em 2016

Fonte: BEN 2017

2. Metodologia de cálculo da Oferta de Energia

A metodologia utilizada neste estudo para a determinação da Oferta de Energia do Cenário de Referência no horizonte 2050 é basicamente a mesma que foi utilizada nas edições anteriores do projeto IES-Brasil (La Rovere *et al*, 2016). A seguir, apresentaremos uma breve descrição das principais características da modelagem adotada no projeto IES 2017 para cálculo da Oferta de Energia a todos os setores econômicos considerados.

2.1. Cadeias energéticas

Dado um cenário de consumo final dos diversos energéticos, existem inúmeras estratégias possíveis de oferta de energia capazes de assegurar o suprimento dessa demanda ao longo do tempo.

De um modo geral, pode-se dizer que o processo de planejamento do sistema energético busca “otimizar” os fluxos energéticos ao longo das diversas cadeias de transformação, desde os recursos naturais ou reservas, passando pelas formas primárias e secundárias de energia até chegar à energia final entregue nos pontos de consumo. Este processo de otimização busca encontrar o “conjunto ótimo de fluxos energéticos”, ou “solução ótima”, que assegure o suprimento do vetor de demanda dos consumidores finais a cada quinquênio, atendendo a todas as restrições pré-estabelecidas, ao menor custo possível acumulado ao longo do horizonte de estudo (incluindo ou não uma eventual precificação das emissões de carbono).

Para tanto, é necessário representar, o mais fielmente possível, as cadeias energéticas que compõem o sistema de oferta de energia no País. O sistema energético brasileiro inclui as cadeias de petróleo e gás natural, carvão mineral e vegetal, biomassa, eletricidade e urânio. Algumas cadeias incluem também trocas de energia com o exterior, ou seja, importações e exportações. A Figura 3 e a Figura 4 ilustram de forma muito simplificada as cadeias energéticas que foram consideradas no presente estudo.

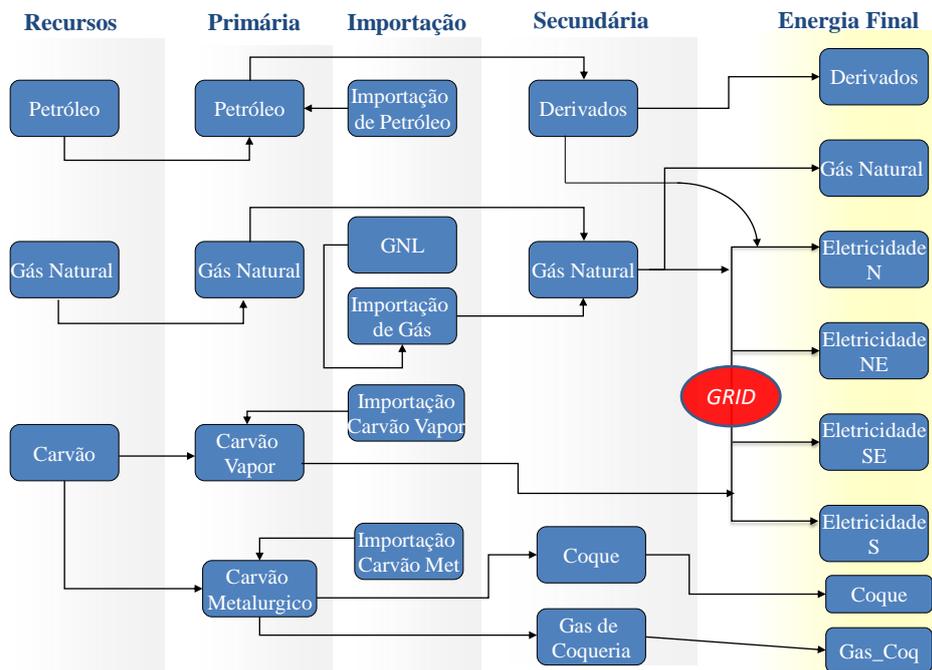


Figura 3. Representação simplificada das cadeias energéticas no modelo MATRIZ

Fonte: Elaboração própria

As cadeias energéticas podem ser representadas com diferentes níveis de detalhamento, através de um maior ou menor número de tecnologias. As tecnologias podem consumir uma ou mais formas de energia e produzir também uma ou mais formas de energia, a coeficientes constantes. As tecnologias também podem apresentar um ou mais modos de operação, o que permite representar tecnologias de transporte com fluxos energéticos “bidirecionais”, como é o caso de linhas de transmissão.

2.2. O Modelo de Projeção de Matriz Energética (MATRIZ)

O Modelo de Projeção de Matriz Energética (MATRIZ) foi concebido como uma ferramenta de apoio a estudos de planejamento da expansão do sistema energético a longo prazo, como os Planos Nacionais de Energia (PNE), elaborados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Resumidamente, trata-se de um modelo computacional de grande porte, baseado em programação linear, que recebe como *input* exógeno os dados relativos à evolução da demanda dos diferentes energéticos e disponibilidade de recursos das fontes primárias, secundárias e finais, e as características básicas das “tecnologias”, obtendo como resultado os valores das capacidades de

produção de energia elétrica e de combustíveis e o valor ótimo dos fluxos energéticos em todas as cadeias energéticas consideradas, incluindo eventuais importações e exportações, quinquenalmente, para todo o horizonte de estudo. Cabe observar que, na definição do problema de otimização da expansão, alguns acréscimos de capacidade de produção e/ou transporte de energia (elétrica ou combustíveis) podem ser admitidos como dados de entrada exógenos.

O modelo MATRIZ procura encontrar dentre as inúmeras “soluções viáveis” do problema de otimização da expansão, aquela que minimiza o valor presente do custo total de investimento e de operação do sistema energético, também denominada “solução ótima” (podendo haver mais de uma solução de custo mínimo). Define-se como solução viável do problema, qualquer alternativa de oferta dos diversos energéticos capaz de suprir as demandas de energia previstas para o cenário (demandas de eletricidade por subsistema, combustíveis por tipo, etc.), satisfazendo a todas as demais restrições fornecidas (limites de capacidade das fontes de geração de energia elétrica, fatores de capacidade mínimo e máximo por fonte, limites de transporte entre regiões, capacidade de processamento e perfis de refino das refinarias existentes e novas, limites de capacidade de processamento, importação e/ou regaseificação de gás natural, disponibilidade de bagaço de cana para geração termelétrica, etc.).

De modo geral, as tecnologias são representadas de forma agregada, visto que a representação individualizada aumentaria significativamente a complexidade da análise integrada das cadeias energéticas. Vale ressaltar que, para o sistema energético brasileiro, a análise integrada torna-se cada vez mais importante em função da perspectiva de expansão da produção de cana-de-açúcar para produção de etanol e da oferta de gás natural com a exploração das reservas do pré-sal. A expansão destas cadeias impacta a cadeia de petróleo, pela competição entre o etanol e derivados de petróleo nos meios de transporte e a cadeia de eletricidade, através das plantas de cogeração de bagaço de cana e termelétricas a gás natural.

Estudos de longo prazo utilizando o modelo MATRIZ permitem definir uma estratégia de expansão das cadeias energéticas considerando as suas interdependências, restrições ambientais e políticas de governo. Esta estratégia pode, então, ser levada aos planejamentos setoriais de expansão, para obter um planejamento mais detalhado, levando-se em conta as características técnicas, econômicas e de impactos ambientais dos projetos individuais das tecnologias.

A utilização do modelo MATRIZ permite traçar cenários de expansão otimizada da capacidade de produção de todas as fontes de energia disponíveis no país no horizonte de 2050 e consolidar projeções da Matriz Energética Brasileira consistentes com as premissas estabelecidas na definição dos Cenários de Referência e 1,5°.

Como consequência, é possível fornecer ao modelo macroeconômico IMACLIM resultados mais precisos acerca da evolução do consumo dos diversos energéticos, assim como, do tipo de investimento necessário para a expansão da oferta das diversas fontes de energia capaz de satisfazer este crescimento das demandas no cenário considerado.

3. Cenário de Referência

Conforme mencionado anteriormente, a construção do Cenário de Referência assume que existirá uma continuidade a longo prazo das políticas de mitigação já em curso. Assim, tomou-se como base para esta construção, sempre que possível, os planos oficiais do governo brasileiro vigentes no momento, tais como o Plano Decenal de Energia (PDE) e o Balanço Energético Nacional (BEN), publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

O Cenário de Referência já considera, portanto, uma ampla gama de atividades de mitigação, conforme definido pela Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC, instituído pela Lei nº 12.187/09, regulamentado pelo Decreto nº 7.390/10 e anunciado no contexto da 15ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Mudanças Globais do Clima. Adicionalmente, é considerada também a NDC (“Nationally Determined Contribution”, ou Contribuição Nacionalmente Determinada), que foram os compromissos assumidos pelo Brasil na 21ª Conferência das Partes (COP) da UNFCCC (Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas), em 2015.

A NDC brasileira apresenta os seguintes compromissos relativos às atividades de produção e uso da energia:

- Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18 % até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel;
- Alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030;
- Obter ao menos 66% de participação da fonte hídrica na geração de eletricidade, em 2030, não considerando a autoproduzida;
- Expandir o uso de fontes renováveis, além da hidráulica, na oferta interna de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
- Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da hidráulica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, considerando o aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

Como todo exercício de cenários, os cenários aqui apresentados também devem ser entendidos como “trajetórias possíveis de futuro”, construídas a partir de um processo de planejamento setorial indicativo, e não como uma verdade absoluta ou uma projeção de longo prazo. Serve, portanto, para antecipar tendências, que geram oportunidades e trazem ameaças, muitas das quais demandam um posicionamento estratégico já no curto prazo. No horizonte de tempo deste estudo, o cenário da demanda de energia, por exemplo, depara-se com um grande número de incertezas das mais variadas naturezas, incluindo configuração de infraestrutura da economia, padrões de mobilidade urbana, competitividade tecnológica e de matérias-primas, além do padrão de consumo de energia, apenas para citar algumas. A oferta também se depara com grandes incertezas, relativas aos custos e prazos previstos para as obras de expansão do sistema, assim como, à variabilidade e disponibilidade da energia das fontes renováveis. Vale ressaltar que os cenários não consideraram os possíveis impactos das mudanças climáticas sobre a oferta primária de energia no horizonte 2050.

A essas informações foram agregadas as contribuições do Comitê de Elaboração de Cenários (CEC) do projeto IES 2017, que reviu e complementou os dados necessários para a simulação do cenário com os modelos MATRIZ e IMACLIM-BR.

3.1. Premissas Utilizadas na Modelagem

Para a elaboração dos cenários de projeção da oferta de energia foi utilizada uma base de dados extraída de relatórios elaborados por empresas privadas e estatais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Petrobras, entre outras. Foram utilizadas também informações coletadas em agências reguladoras, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e também do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Também foram utilizadas informações disponibilizadas por instituições internacionais, tais como, a International Energy Agency (IEA) e o U.S. Energy Information Administration (EIA/DOE).

Cabe destacar algumas premissas básicas fundamentais para a caracterização dos cenários, que foram estabelecidas em reuniões conjuntas com os membros do CEC:

- Preço internacional do petróleo: 87 US\$/bbl, a partir de 2020.
- Produção nacional de petróleo: 7,5 milhões de barris/dia, em 2050.
- Produção de gás natural: 143 milhões de m³/dia em 2050 (descontadas reinjeção e perdas).

É importante observar que o Cenário de Referência, por levar em conta as políticas energéticas governamentais de médio e longo prazo, já embute algumas medidas que podem ser consideradas como “medidas de mitigação” com relação ao estágio das práticas e das tecnologias em uso hoje no setor energético. Assim, o Programa de Produção de Médios e Gasolina (PROMEGA), por exemplo, é uma medida em curso que aumenta a capacidade de processamento e a eficiência das refinarias existentes e, portanto, contribui para a redução da demanda de petróleo e das emissões fugitivas. No setor elétrico, podem-se citar também as medidas adotadas para favorecer a expansão de fontes renováveis de geração no Sistema Interligado Nacional – SIN, tais como os leilões de fontes alternativas, que evitam uma maior expansão das usinas a combustíveis fósseis.

3.2. Dados de Entrada do Modelo MATRIZ

Os dados de entrada necessários para execução do Modelo MATRIZ podem ser agrupados da seguinte forma:

- 1) Configuração do sistema energético;
- 2) Capacidades históricas, vidas úteis, coeficientes técnicos de transformação, fatores de capacidade máxima e mínima das tecnologias (extração, processamento e transporte);
- 3) Demandas das diversas formas de energia (energia elétrica, etanol, bagaço, lenha, carvão, gás natural, GLP, gasolina, nafta, diesel, biodiesel, óleo combustível e QAV), para cada subsistema de cada cadeia energética e para cada período do horizonte de planejamento;
- 4) Capacidade máxima de expansão das diversas tecnologias, modos de operação, energia média, custos de investimento e de operação;
- 5) Penalidades para os impactos ambientais;
- 6) Curvas sazonais e comportamento na ponta e fora da ponta para as tecnologias relacionadas às fontes de energia renováveis e para as demandas de energia;
- 7) Dados de reservas de petróleo, gás natural, carvão, urânio, etc.
- 8) Custos unitários e taxa de desconto.

Abaixo, encontram-se as informações relativas aos dados básicos das usinas de geração de energia elétrica que foram consideradas no modelo MATRIZ.

Tabela 1. Dados das novas fontes de geração de energia elétrica considerados no Cenário de Referência

Fonte	Capacidade típica (MW)	Custo de investimento (R\$/kW)			Custo de O&M fixo ¹ (R\$/kW/ano)	Fator de capacidade (%)
		atual	2030	2040		
Bagaço	30	5.000	5.000	5.000	200	44
Carvão Nacional*	500	8.347	8.347	8.347	221	85
Carvão Importado*	500	4.480	4.480	4.480	157	80
Eólica	30	5.400	5.100	4.970	137	42
Termelétrica a lenha*	50	7.345	6.540	5.880	110	70
Gás Natural CC*	500	3.339	3.339	3.339	85	70
Nuclear*	1000	18.029	18.029	18.029	551	90
Heliotérmica (CSP)	200	23.371	17.361	12.353	467	39
UHE (Centro-sul)	200	7.345	7.345	7.345	200	55
UHE (Amazônia)	2000	6.010	6.010	6.010	200	55
Fotovoltaica centralizada	50	8.514	5.783	4.480	87	25
Fotovoltaica distribuída	0,003	11.418	7.572	5.870	87	18

¹ Para o primeiro ano do horizonte de simulação. Para algumas tecnologias, considerou-se uma diminuição no custo de O&M fixo, referente à curva de aprendizado.

* Usinas em que a geração independe de fatores climáticos. Nesses casos a geração é definida pelos preços relativos. Como a simulação do modelo Matriz é simplificada, arbitrou-se um FC para a usina no sistema brasileiro.

Fonte: EPE, IEA, EIA/DOE

Nas simulações do MATRIZ, a demanda anual de energia (consumo final) foi tomada como exógena (dado de entrada), sendo proveniente de análises e totalizações dos setores energético, residencial, de serviços (comercial e público), agropecuário, de transportes e industrial. A Tabela 2 apresenta as séries de valores (em ktep) consideradas para cada energético, em cortes quinquenais, com o setor energético.

Tabela 2. Evolução de demanda de energia final no Cenário de Referência (2015-2050).

ktep	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás natural	18.765,3	19.346,4	21.461,8	23.983,0	27.810,6	32.487,8	37.743,2	43.012,6
Carvão vapor	3.855,0	3.667,0	4.064,9	4.469,5	4.994,0	5.522,7	6.207,7	6.875,7

Carvão metalúrgico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Urânio U3O8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia hidráulica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	16.670,0	15.002,0	15.105,4	15.078,2	15.754,1	16.536,7	17.618,0	18.838,7
Produtos da cana	28.667,4	33.169,3	39.021,8	46.205,5	52.633,9	58.253,7	61.603,5	64.888,2
Outras fontes primárias	7.013,3	7.841,3	8.376,3	8.972,3	10.725,4	12.457,0	14.707,9	16.915,8
Óleo diesel	48.033,0	46.958,0	49.937,8	53.644,9	56.780,8	60.782,6	65.109,4	70.712,5
Óleo combustível	3.256,1	3.609,8	4.513,1	5.144,0	5.789,0	6.550,8	7.491,0	8.519,8
Gasolina	23.305,5	22.012,1	18.534,1	15.946,7	14.593,4	13.102,7	11.082,1	9.720,4
GLP	8.258,2	9.251,1	10.028,2	10.708,9	11.115,7	11.683,8	12.095,1	12.157,9
Nafta	6.929,0	7.223,3	9.026,2	10.829,2	12.778,3	14.727,4	16.115,9	17.504,4
Querosene	3.615,4	3.370,7	3.846,4	4.756,0	5.414,9	6.194,0	6.832,4	7.603,0
Gás de cidade e de coqueria	1.336,3	1.265,4	1.345,0	1.423,5	1.617,2	1.810,2	2.062,7	2.314,5
Coque de carvão mineral	7.886,5	7.857,6	8.429,7	8.983,6	10.203,2	11.420,3	13.012,4	14.601,5
Urânio contido no UO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eletricidade	45.096,1	49.691,4	56.379,9	62.822,5	71.213,6	80.815,8	90.964,8	100.587,3
Carvão vegetal	4.101,0	4.133,0	4.464,0	4.753,1	5.276,0	5.798,4	6.493,1	7.201,5
Álcool etílico anidro e hidratado	15.926,7	15.509,2	18.418,9	22.459,1	25.674,2	28.749,3	30.509,0	31.969,9
Outras secundárias de petróleo	11.528,8	10.660,2	11.516,8	12.338,5	13.428,6	15.063,1	16.863,9	18.531,4
Produtos não energéticos de petróleo	6.730,9	8.532,1	9.784,9	11.639,2	13.631,0	15.439,3	17.276,9	19.126,3
Alcatrão	228,7	189,2	201,1	212,9	241,9	270,7	308,5	346,2
Total	261.203,1	269.289,1	294.456,5	324.370,6	359.675,9	397.666,3	434.097,4	471.427,6

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

3.3. Principais Resultados

Inicialmente, cabe observar que o Cenário de Referência, de expansão da oferta de energia no horizonte 2050, foi construído por diversos órgãos governamentais, com auxílio de modelos próprios de otimização da expansão da oferta de energia elétrica e de combustíveis e utilizando processos iterativos. Com base neste cenário inicial foi construído o conjunto de dados de entrada para o modelo de otimização MATRIZ, o qual calcula os fluxos nas diversas cadeias energéticas no horizonte 2050, que constituem os resultados do modelo.

Com base nas premissas e condicionantes adotados e na aplicação do modelo MATRIZ, foi possível extrair um conjunto de resultados ou indicadores principais, suficientes para se caracterizar o Cenário de Referência com relação aos objetivos deste estudo. Este conjunto compreende os cronogramas quinquenais de expansão das capacidades de produção de energia elétrica e de combustíveis, bem como os respectivos níveis de atividade resultantes (geração de energia elétrica por fonte, refino de petróleo por refinaria, produção de gás natural, de etanol, de carvão vegetal, etc.), assim como as respectivas emissões potenciais de GEE associadas a esses níveis de atividade, conforme será apresentado a seguir.

3.3.1. Resultados relativos à Oferta de Energia Elétrica e suas emissões

Com relação ao sistema elétrico nacional (SIN), pode-se observar inicialmente que entre 2015 e 2050 a capacidade total instalada, que também é um dado de entrada para o modelo MATRIZ, apresenta um crescimento significativo, de quase 150%, conforme mostrado na Tabela 3.

Tabela 3. Evolução da capacidade instalada no Cenário de Referência (MW)

MW	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidrelétricas	88.457	102.015	102.015	108.334	118.670	121.658	127.139	132.621
Nuclear	1.990	1.990	1.990	3.340	3.340	3.698	4.695	4.695
Gás Natural	10.938	13.286	15.281	17.276	19.770	22.762	26.254	30.244
Carvão nacional	1.725	2.065	2.065	2.065	1.065	2.057	2.765	3.625
Carvão importado	1.445	1.445	1.445	1.445	2.611	3.325	3.325	3.325
Óleo Combustível	3.722	3.722	2.944	2.580	507	0	0	0
Óleo Diesel	1.524	1.524	230	0	0	0	0	0
Outros Não Renováveis	703	703	703	703	703	742	746	762
PCH	5.000	6.600	6.729	7.000	9.000	11.000	13.000	15.000
Bagaço	10.500	12.800	15.500	15.500	15.500	15.652	17.652	18.652
Biomassa	1.468	1.818	3.116	4.613	6.409	8.205	9.701	11.696
Eólica	8.700	17.500	25.081	28.074	33.353	43.328	51.748	61.693
Solar FV (distribuída)	20	418	4.318	8.438	12.238	16.038	19.838	23.638
Solar FV (centralizada)	0	3.660	4.458	4.957	5.456	10.456	20.455	30.455
Solar Heliotérmica	0	0	0	0	0	1.000	2.000	3.000
TOTAL	136.192	169.546	185.875	204.324	228.622	259.922	299.319	339.406

Fonte: Elaboração própria

Com relação à estrutura do parque gerador, a proporção relativa entre fontes convencionais de geração térmica (usinas a gás natural, nuclear, carvão, óleos combustíveis e outras não renováveis) e fontes renováveis (hidrelétrica, biomassa, eólica e solar) não se alterou significativamente, com a participação das fontes renováveis crescendo de 84% para 87% da potência instalada total entre 2015 e 2050. Entre as fontes não renováveis, destaca-se o gás natural que mantém uma participação relativamente constante ao longo do horizonte.

Observa-se que a estrutura interna das fontes renováveis se altera substancialmente, com a participação da fonte hidrelétrica se reduzindo de 69% para 43%, mas sendo substituída gradativamente pelas fontes eólica, biomassa e solar, cujas participações crescem de 15% para 44% da capacidade total instalada entre 2015 e 2050. Desta forma, no Cenário de Referência, o setor elétrico mantém uma matriz elétrica de baixo carbono, sem perder competitividade econômica nem comprometer a confiabilidade do suprimento à demanda. A Tabela 4 apresenta a correspondente evolução da geração de energia elétrica por fonte ao longo do horizonte, enquanto a Tabela 5 apresenta os respectivos fatores de capacidade (FC) médios por fonte.

Tabela 4. Evolução da geração por fonte no Cenário de Referência (MWano)

MWano	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidrelétricas	40.941	47.501	51.732	56.508	62.089	64.222	66.434	67.921
Nuclear	1.592	1.592	1.647	2.938	3.013	3.336	4.365	4.259
Gás Natural	9.844	4.267	5.053	5.853	6.871	8.521	9.660	10.940
Carvão nacional	862	1.032	1.037	1.300	765	1.478	2.034	2.935
Carvão importado	722	722	784	1.038	1.934	2.448	2.653	2.693
Óleo Combustível	0	0	74	181	38	0	0	0
Óleo Diesel	0	0	6	0	0	0	0	0
Outros Não Renováveis	0	0	0	0	50	125	135	176
PCH	2.500	3.300	3.365	3.500	4.500	5.500	6.500	7.500
Bagaço	4.620	5.632	6.820	6.820	6.820	6.887	7.767	8.207
Biomassa	847	704	1.508	3.064	4.709	6.008	7.075	8.692
Eólica	3.822	7.644	11.004	12.351	14.726	19.088	22.813	27.163
Solar FV (distribuída)	3	76	774	1.510	2.189	2.868	3.547	4.226
Solar FV (centralizada)	0	928	1.119	1.239	1.359	2.559	5.059	7.558
Solar Heliotérmica	0	0	0	0	0	390	780	1.170
TOTAL	65.754	73.397	84.922	96.302	109.063	123.431	138.821	153.439

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5. Evolução do fator de capacidade no Cenário de Referência (%)

FC (%)	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidrelétricas	46%	47%	51%	52%	52%	53%	52%	51%
Nuclear	80%	80%	83%	88%	90%	90%	93%	91%
Gás Natural	90%	32%	33%	34%	35%	37%	37%	36%
Carvão nacional	50%	50%	50%	63%	72%	72%	74%	81%
Carvão importado	50%	50%	54%	72%	74%	74%	80%	81%
Óleo Combustível	0%	0%	3%	7%	8%	*	*	*
Óleo Diesel	0%	0%	2%	*	*	*	*	*
Outros Não Renováveis	0%	0%	0%	0%	7%	17%	18%	23%
PCH	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Bagaço	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
Biomassa	58%	39%	48%	66%	73%	73%	73%	74%
Eólica	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
Solar FV (distribuída)	17%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Solar FV (centralizada)	*	25%	25%	25%	25%	24%	25%	25%
Solar Heliotérmica	*	*	*	*	*	39%	39%	39%
TOTAL	48%	43%	46%	47%	48%	47%	46%	45%

Fonte: Elaboração própria. Nota: Valores arredondados

* Potência instalada igual a zero, não há FC.

O modelo Matriz simula o atendimento à demanda em oito estágios diferentes por período. Esses estágios correspondem às quatro estações do ano (ou trimestres) divididas entre o período ponta e fora da ponta. Na figura abaixo é possível observar como o atendimento à demanda está sendo considerado nesses estágios no ano de 2050. Ressalta-se que foi considerado que o período de ponta ocorre no período vespertinos na época do ano de maiores temperaturas (1º e 4º trimestres) e à noite no resto do ano. Por esse motivo, a geração solar fotovoltaica produz energia durante a ponta em alguns estágios.

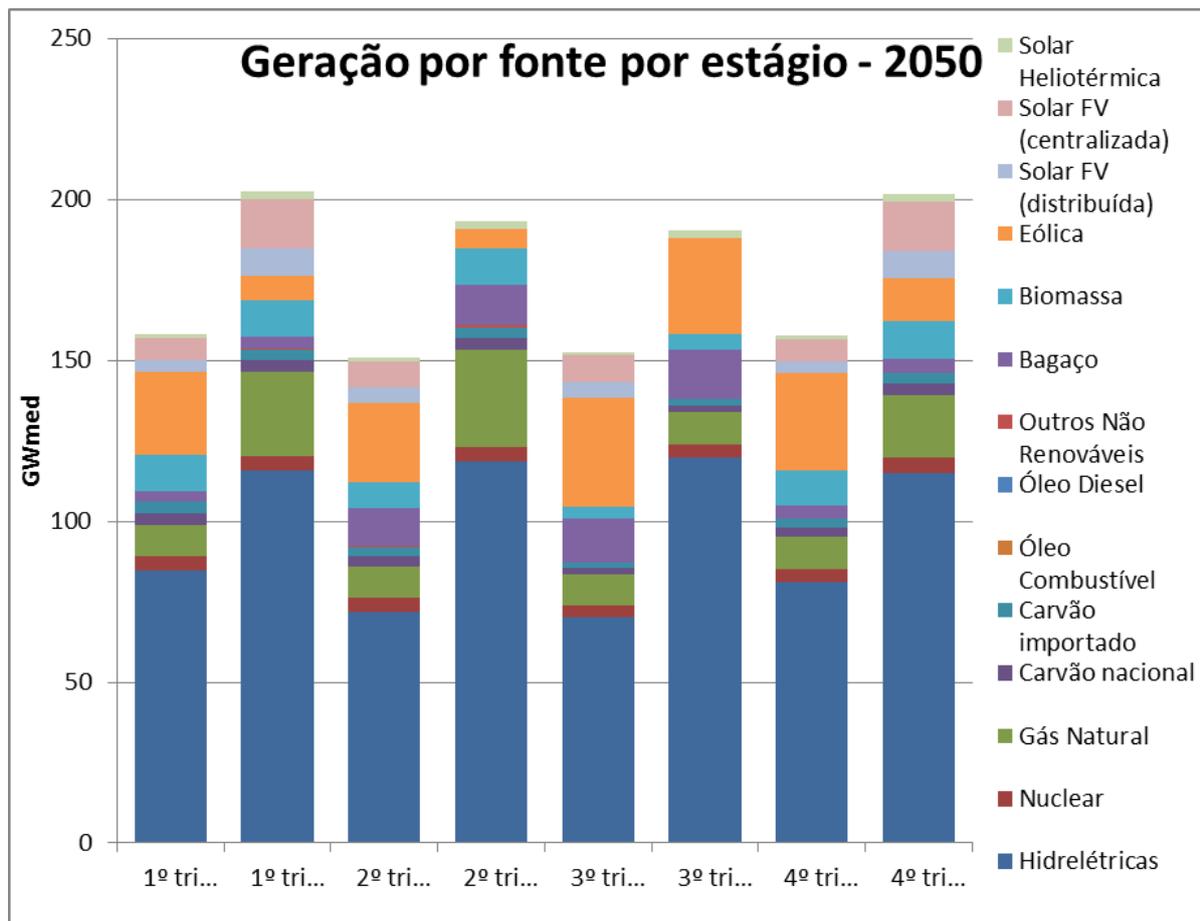


Figura 4. Participação do suprimento de energia elétrica por fonte no ano 2050 no Cenário de referência, resultado da simulação no Matriz para cada estágio.

Finalmente, com relação ao cálculo das emissões correspondentes à geração termelétrica das diversas fontes e das transformações referentes à obtenção do carvão vegetal, pode-se constatar que no Cenário de Referência, elas aumentam pouco entre 2015 e 2050. Entretanto, ressalta-se que o ano de 2015 foi atípico em termos de emissões do setor elétrico, pois houve um montante elevado de geração termelétrica. Comparando-se com o ano de 2020, observa-se que as emissões quase triplicam em 2050. A maior parte desse aumento é explicada pela maior demanda, pois em termos de fator de emissão, o valor aumenta pouco, de 55,5 kgCO₂e/MWh em 2020 para 75,0 kgCO₂e/MWh em 2050.

Vale observar ainda que as pequenas emissões da fonte renovável à biomassa correspondem às emissões de GEE não-CO₂ (ou seja, CH₄ e N₂O) decorrentes da queima da biomassa em usinas termelétricas.

Tabela 6. Evolução das emissões da geração termelétrica e carvoejamento no Cenário de Referência (GgCO₂e)

GgCO ₂ eq	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gás Natural	38.810	17.559,0	20.797,1	21.908,1	25.718,4	31.896,8	36.157,9	40.948,5
Carvão	18.160	13.733,7	14.197,9	18.168,1	19.743,0	29.329,8	35.504,6	43.493,4
Óleo Diesel	7.070	0,0	36,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleo Combustível	10.750	0,0	465,3	1.142,9	240,4	0,0	0,0	0,0
Outros Não Renováveis	2.700	0,0	0,0	0,0	262,4	669,5	722,9	935,6
Carvoaria	590	492,9	532,4	566,9	601,3	660,8	740,0	820,7
Biomassa plantada	40	14,0	79,8	304,6	544,4	725,0	907,0	1.183,0
Bagaço	470	712,5	862,8	862,8	862,8	871,3	982,6	1.038,3
TOTAL	78.630	32.512,1	36.971,4	42.953,4	47.972,8	64.153,2	75.015,1	88.419,5

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

3.3.2. Resultados relativos à Oferta de Combustíveis e suas emissões

Com relação à oferta de petróleo bruto, o Cenário de Referência se caracteriza por uma significativa expansão da extração de óleo bruto no país, apresentando um crescimento de 3,3% ao ano entre 2015 e 2050, atingindo a expressiva marca de 7,5 milhões de barris por dia (Mbbbl/dia), devido principalmente à exploração das grandes reservas do pré-sal.

Tabela 7. Evolução da oferta de petróleo no Cenário de Referência (Mbbbl/dia)

Petróleo (Mbbbl/dia)	2015	2020	2030	2040	2050
Extração de óleo	2,43	3,14	5,50	6,50	7,50
Importação de óleo	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34

Fonte: Elaboração própria

Conseqüentemente, o país passaria a exportador de petróleo bruto, atingindo o nível de exportações de 5,2 Mbbbl/dia em 2050.

Tabela 8. Evolução da oferta de gás natural no Cenário de Referência (M m³/dia)

Gás Natural (M m ³ /dia)	2015	2020	2030	2040	2050
Produção (descontadas reinjeção e perdas)	62,3	68,0	104,5	123,3	142,3
Importação GNL	32,7	2,77	0,55	18,22	47,98
Importação Bolívia	30,9	30,34	23,49	30,34	30,34
Oferta	126,2	101,1	128,6	171,9	220,6

Fonte: Elaboração própria

Consistentemente com a grande expansão da extração de óleo bruto, a produção nacional de gás natural (principalmente gás associado) cresce a 2,3% ao ano entre 2015 e 2050 (Tabela 8). Ainda

assim, dado o grande aumento da demanda por GN no período, decorrente principalmente de sua maior utilização para a geração termelétrica, a importação de GN da Bolívia se mantém, enquanto as importações de GNL crescem no período, à exceção de 2020 e 2030, quando ocorre uma forte expansão da produção nacional.

No caso das Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN considerou-se uma expansão de capacidade instalada que, por hipótese, acompanha automaticamente a evolução da produção de gás natural no país, partindo-se de uma capacidade de processamento de 95,3 M m³/dia em 2015, conforme dados do Anuário Estatístico da ANP. A Tabela 5 apresenta o perfil de produção considerado para estas unidades.

Tabela 9. Perfil de produção considerado para as UPGNs em todo horizonte de simulação.

C5+	GLP	Gás Seco	Outros não energéticos
7%	6%	82%	5%

Fonte: Elaboração própria

A produção de derivados de petróleo no Cenário de Referência é resultante da capacidade do parque de refino existente, levando-se em conta o aumento de eficiência e capacidade de processamento proporcionado pelo programa PROMEGA, acrescida da construção de novas refinarias (COMPERJ e RNEST), além de expansão da capacidade de refino resultante da otimização do modelo Matriz. Os gráficos abaixo mostram a capacidade total de refino ao longo do horizonte de estudo e o perfil de produção de derivados em 2050.

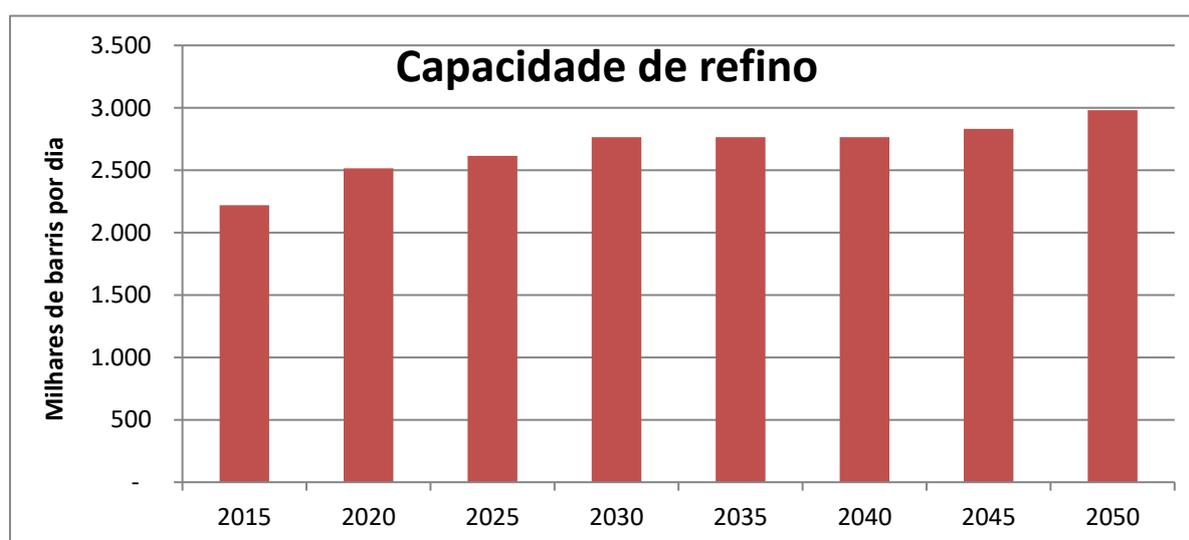


Figura 5. Capacidade de refino

Fonte: Elaboração própria

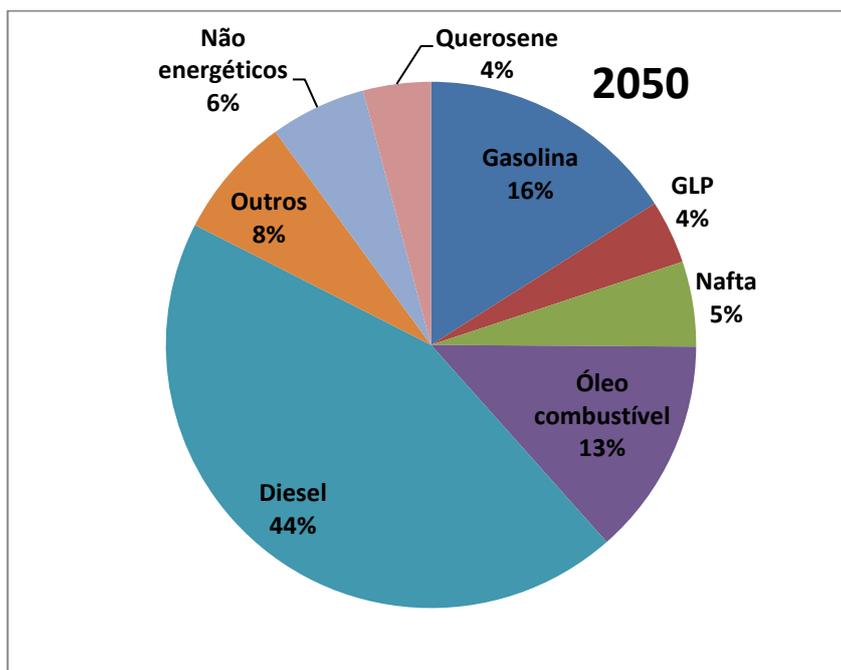


Figura 6. Perfil de produção de derivados

Fonte: Elaboração própria

Com relação à oferta de derivados de petróleo, a Tabela 10 mostra que, em 2050 no Cenário de Referência, o país continuará a necessitar de importações de querosene, de nafta e de GLP. Entretanto, para gasolina, óleo diesel e óleo combustível observa-se um excedente exportável em 2050, com destaque para a gasolina, devido à diminuição da demanda interna desse combustível.

Quanto ao etanol, a sua produção chegará a 66,4 bilhões de litros, em 2050, sendo 20% etanol de segunda geração.

Tabela 10. Evolução da produção anual de combustíveis no Cenários de Referência (ktep)

Diesel					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	44.793,6	49.814,8	55.158,8	55.158,8	61.100,8
produção	41.689,6	49.814,8	55.158,8	55.158,8	61.100,8
imp/oferta (%)	6,93%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Gasolina					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	23.120,0	22.204,8	22.160,0	22.160,0	22.160,0
produção	19.808,0	22.204,8	22.160,0	22.160,0	22.160,0
imp/oferta (%)	14,33%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

GLP					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	6.952,8	7.874,0	8.592,0	9.186,0	9.276,2
produção	4.563,2	4.699,6	5.115,2	5.115,2	5.408,0
imp/oferta (%)	34,37%	40,31%	40,47%	44,32%	41,70%
Querosene					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	4.148,4	4.581,6	5.726,8	6.194,0	7.603,2
produção	4.148,4	4.581,6	5.726,8	5.726,8	5.726,8
imp/oferta (%)	0,00%	0,00%	0,00%	7,54%	24,68%
Nafta					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	6.373,2	7.223,2	10.829,2	14.727,2	17.504,0
produção	4.044,4	4.464,4	6.634,0	6.634,0	7.250,4
imp/oferta (%)	36,54%	38,19%	38,74%	54,95%	58,58%
Óleo Combustível					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	14.622,8	15.743,2	16.927,2	16.927,2	18.533,6
produção	14.622,8	15.743,2	16.927,2	16.927,2	18.533,6
imp/oferta (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outras Secundárias de Petróleo					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	11.056,4	11.231,2	12.980,8	16.016,0	19.768,9
produção	8.088,8	8.694,4	9.499,2	9.499,2	10.388,4
imp/oferta (%)	26,84%	22,59%	26,82%	40,69%	47,45%
Não Energéticos do Petróleo					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	7.576,8	7.504,8	10.060,0	13.575,7	16.976,3
produção	6.326,4	6.814,4	7.418,4	7.418,4	8.115,6
imp/oferta (%)	16,50%	9,20%	26,26%	45,36%	52,19%

Fonte: Elaboração própria

A estrutura da oferta de energia no Cenário de Referência fica perfeitamente caracterizada por sua correspondente Matriz Energética Nacional. Para ilustrar a evolução dessa estrutura no horizonte 2050, apresentamos inicialmente os tradicionais gráficos tipo “pizza”, calculados para 2015, 2030 e 2050. Nas Figuras 6 e 7, apresenta-se a participação relativa (%) de cada agrupamento de fontes primárias na oferta total de energia, utilizando-se a mesma classificação de fontes adotada no BEN.

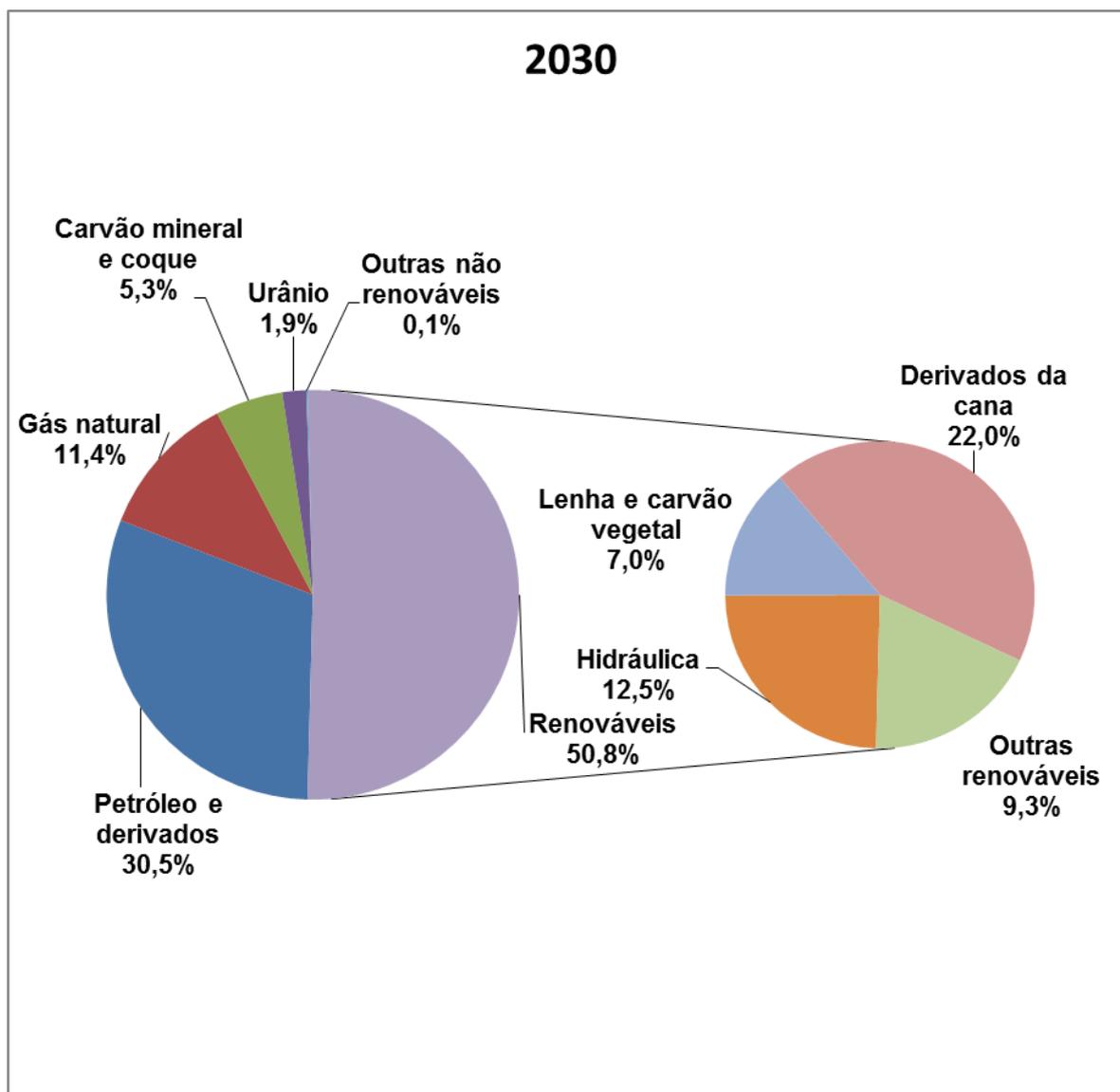


Figura 7. Matriz Energética em 2030 (%)

Fonte: Elaboração própria

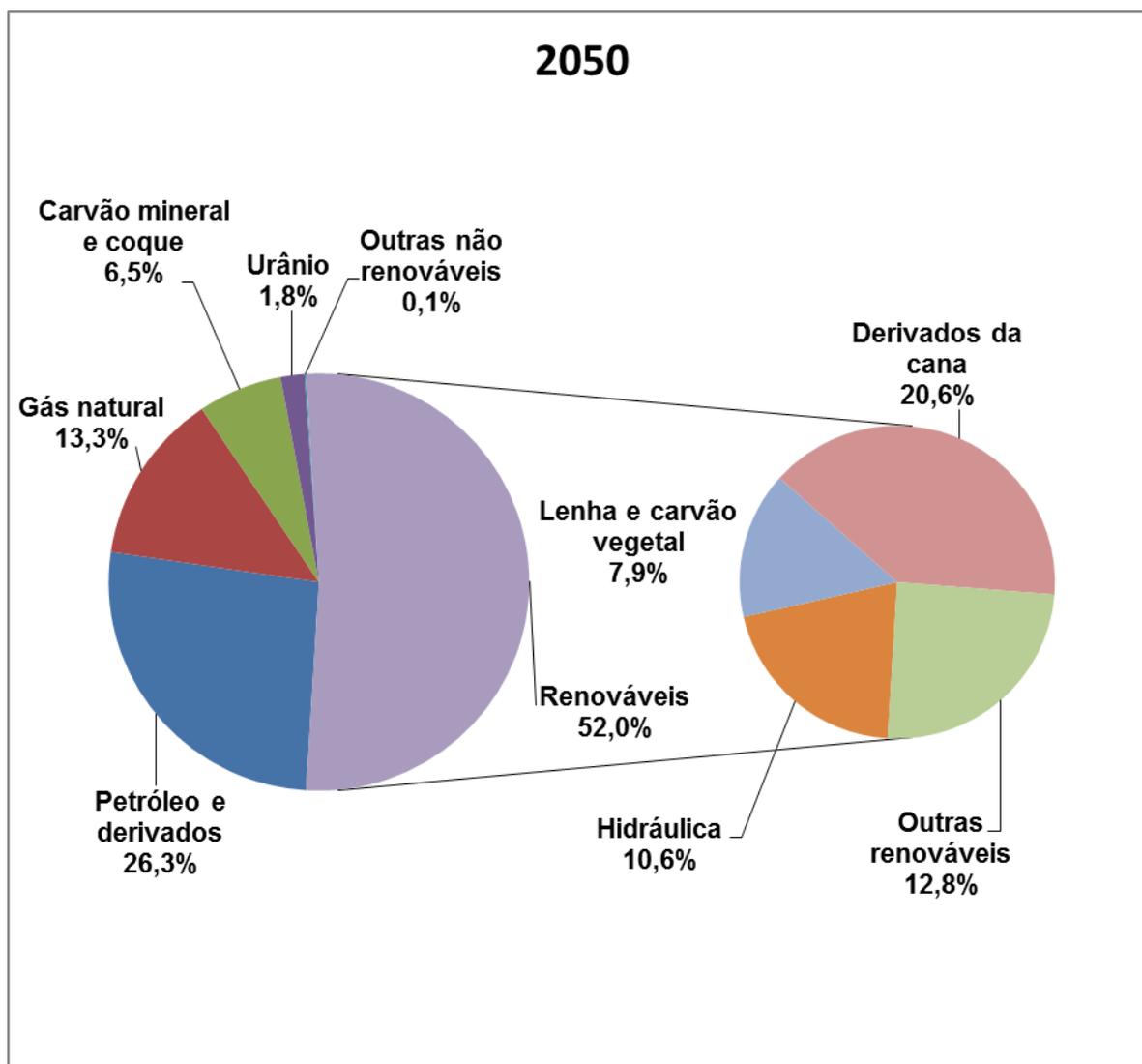


Figura 8. Matriz Energética em 2050 (%)

Fonte: Elaboração própria

Da análise dos gráficos acima, observa-se que, entre as renováveis, a energia hidráulica se mantém estável enquanto a participação de derivados da cana e outras renováveis aumenta significativamente. Por outro lado, a maior redução ocorre na participação de petróleo e derivados. Isso pode ser explicado pela alteração na demanda do setor de transporte, com diminuição no uso da gasolina e maior uso de etanol e eletricidade. Infelizmente, os gráficos acima não permitem visualizar claramente a importante mudança ocorrida na estrutura da oferta de energia elétrica, pois esta se encontra integrada à oferta de combustíveis e de energia renovável destinada a outros fins que não a geração de eletricidade. Assim, no presente estudo preferimos apresentar a Oferta Interna de Energia (OIE) em valores absolutos (Mtep) e de forma um pouco mais estratificada, separando-se a oferta de energia elétrica do restante da oferta energética, conforme mostrado na Tabela 11.

Tabela 11. Oferta Interna de Energia no cenário Cenário de Referência (Mtep)

Oferta Interna Bruta (Mtep)	2010*	2020	2030	2040	2050
Hidrelétricas e importação	37,7	41,0	45,3	52,6	56,8
Derivados da Cana	4,1	9,0	10,8	11,0	13,1
Lenha	0,3	0,2	3,4	8,0	13,1
Outras renováveis	2,4	7,6	13,6	21,8	33,2
Nuclear	3,8	3,6	6,7	7,6	9,7
Gás Natural – UTE	7,0	7,4	9,3	13,5	17,3
Carvão Mineral – UTE	1,9	3,4	4,5	7,3	10,8
Óleo Combustível – UTE	1,1	0,0	0,4	0,0	0,0
Óleo Diesel – UTE	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros Não Renováveis	0,8	0,0	0,0	0,3	0,5
Subtotal – Eletricidade	61,2	72,1	93,9	122,0	154,5
% de fontes renováveis	73%	80%	78%	76%	75%
% de renováveis sem hidrelétrica	11%	23%	30%	33%	38%
Petróleo e Derivados	98,0	101,5	110,4	123,7	141,0
Gás Natural	20,5	25,1	32,2	42,0	53,8
Carvão Mineral e Coque	12,2	12,6	14,7	18,5	23,4
Derivados da Cana	43,0	48,9	68,9	87,4	97,3
Outras renováveis ¹	33,8	37,3	42,6	53,4	64,7
Outras não renováveis ²	0,1	0,4	0,5	0,6	0,8
Subtotal – Combustíveis	207,6	225,7	269,3	325,5	380,9
% de fontes renováveis	37%	38%	41%	43%	43%
TOTAL	268,8	297,9	363,1	447,5	535,4
% de fontes renováveis	45,0%	48,3%	50,8%	52,3%	52,0%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	31,0%	34,5%	38,4%	40,6%	41,3%
% derivados de cana	18,0%	19,4%	22,0%	22,0%	20,6%
% cana + biodiesel	17,5%	20,5%	23,2%	23,0%	21,8%

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

* Realizado

 Obs: 1) Inclui biodiesel, eólica, solar, lixívia e outros resíduos de biomassa
 2) inclui líquidos de gás natural e outros resíduos não renováveis.

Da análise da Tabela 11 pode-se observar que, a participação de renováveis no setor elétrico se mantém estável ao longo do horizonte, embora haja uma gradativa substituição de hidráulica por outras renováveis, como eólica e solar. Considerando as fontes não usadas para geração de eletricidade, a participação de renováveis tende a aumentar, mas ainda assim predominam as fontes não renováveis.

Por fim, apresentam-se na Tabela 12 e na Tabela 13 as emissões de GEE decorrentes das emissões fugitivas da produção de óleo e gás natural (E&P, refino e UPGN) no Cenário de Referência e as emissões referentes à demanda do setor energético. Na Tabela 12 pode-se observar um aumento significativo das fugitivas de óleo e gás, por conta do aumento da produção considerado no estudo. Além disso, há um aumento nas emissões fugitivas decorrentes da extração de carvão, devido à ampliação de geração de energia elétrica a partir dessa fonte.

Tabela 12. Evolução das emissões fugitivas no Cenário de Referência (2015-2050)

Emissões fugitivas (GgCO _{2e})	2015*	2020	2030	2040	2050
E&P	13.390	14.258	16.983	26.295	32.002
Refino	8.090	8.610	9.754	10.142	10.724
Carvão	2.240	2.601	2.547	2.752	2.720
Total	23.720	25.468	29.284	39.189	45.446

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

Tabela 13. Evolução das emissões do consumo energético do setor energético no Cenário de Referência (2015-2050)

GgCO _{2e}	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gás natural	12.740	13.817	15.057	16.584	18.549	20.950	23.751	26.688
Óleo diesel	3.530	3.360	3.574	3.762	3.983	4.134	4.431	4.812
Óleo combustível	1.090	1.186	1.483	1.690	1.902	2.152	2.461	2.799
GLP	60	68	73	78	81	86	89	89
Gás de cidade e de coqueria	330	315	335	354	403	451	513	576
Outras secundárias de petróleo	7.640	7.785	8.410	9.011	9.807	11.000	12.315	13.533
Produtos da cana	1.040	1.371	1.608	1.900	2.140	2.315	2.309	2.299
TOTAL	26.410	27.901	30.540	33.379	36.865	41.088	45.870	50.796

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

Cabe ressaltar ainda que todos os resultados apresentados neste item correspondem aos resultados obtidos com o Modelo MATRIZ após a última iteração com o Modelo IMACLIM-BR. Vale lembrar que a cada iteração do processo iterativo de convergência do modelo “top-down” com os modelos “bottom-up”, o modelo IMACLIM-BR recalcula novas demandas energéticas quinquenais para o Cenário de Referência, afetando a geração e o consumo em todos os modelos setoriais. Nesse

sentido, os novos valores de demanda energética foram fornecidos ao Modelo MATRIZ, havendo novas rodadas para se calcular os novos valores de geração/produção de energia e de suas correspondentes emissões associadas.

4. Cenário 1,5°C

O Cenário 1,5°C corresponde a esforços adicionais para atingir uma trajetória de emissões de gases de efeito estufa compatível com um aumento da temperatura global limitado a 1,5°C acima dos valores pré-industriais. Entre as medidas desse cenário, destaca-se o descomissionamento de todas as usinas de energia elétrica que emitem CO₂ até o ano de 2050. Além disso, consideraram-se aprimoramentos no *upstream* do petróleo, de modo a diminuir as emissões fugitivas.

4.1. Dados de entrada

A demanda anual de energia (consumo final) para o Cenário 1,5°C é mostrada na tabela abaixo.

Tabela 14. Evolução de demanda de energia final no Cenário 1,5°C (2015-2050).

ktep	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gás natural	18.765,3	19.653,6	21.970,4	24.225,3	27.383,6	31.582,0	36.948,5	43.266,4
Carvão vapor	3.855,0	3.514,0	3.644,7	3.747,4	3.926,5	4.089,9	4.341,5	4.551,5
Carvão metalúrgico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Urânio U3O8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Energia hidráulica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lenha	16.670,0	14.805,7	14.555,3	14.114,4	14.271,9	14.499,9	14.956,2	15.520,4
Produtos da cana	28.667,4	33.129,4	40.011,2	44.760,3	49.623,7	50.914,8	52.456,3	51.242,8
Outras fontes primárias	7.013,3	7.628,4	7.906,7	8.111,1	9.220,7	10.193,9	11.466,8	12.573,4
Óleo diesel	48.033,0	46.926,7	49.570,3	49.858,0	48.307,8	46.679,3	44.013,7	42.741,5
Óleo combustível	3.256,1	3.076,4	3.511,7	3.610,4	3.691,6	3.759,7	3.829,9	3.617,0
Gasolina	23.305,5	22.012,1	18.534,1	14.076,8	10.555,0	6.977,7	4.207,3	1.714,3
GLP	8.258,2	9.217,5	9.944,4	10.561,1	10.877,2	11.333,8	11.616,8	11.535,6
Nafta	6.929,0	7.223,3	9.026,2	10.829,2	12.778,3	14.727,4	16.115,9	17.504,4
Querosene	3.615,4	3.371,9	3.840,8	4.237,8	4.657,7	5.159,0	5.766,3	6.493,2
Gás de cidade e de coqueria	1.336,3	1.213,3	1.204,1	1.189,6	1.245,9	1.287,8	1.357,0	1.409,9
Coque de carvão mineral	7.886,5	7.318,9	7.105,3	6.864,8	6.983,4	7.010,1	7.170,8	7.229,7
Urânio contido no UO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eletricidade	45.096,1	49.008,8	55.034,3	61.104,3	69.336,2	78.990,0	89.221,2	98.612,3
Carvão vegetal	4.101,0	4.169,2	4.414,7	4.598,4	4.948,7	5.269,2	5.711,4	6.130,9
Álcool etílico anidro e hidratado	15.926,7	15.509,2	18.418,4	20.210,5	22.118,9	22.236,4	22.083,9	20.893,2
Outras secundárias de petróleo	11.528,8	9.824,7	9.716,1	9.557,9	9.534,3	9.603,1	9.638,2	9.441,7
Produtos não energéticos de petróleo	6.730,9	8.532,1	9.784,9	11.639,2	13.631,0	15.439,3	17.276,9	19.126,3
Alcatrão	228,7	181,4	180,1	177,9	186,3	192,6	202,9	210,8
Total	261.203,1	266.316,7	288.373,6	303.474,4	323.278,7	339.945,9	358.381,7	373.815,5

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

4.2. Resultados relativos à Oferta de Energia Elétrica e suas emissões

Com relação ao sistema elétrico nacional (SIN), pode-se observar inicialmente que entre 2015 e 2050 a capacidade total instalada deste cenário, é bem próxima à do Cenário de Referência. Porém a participação de cada fonte se altera bastante, conforme mostrado na Tabela 15. Além de chegar a zero a participação de fontes fósseis em 2050, não há expansão extra de usinas nucleares no horizonte, além de se alcançar o final da vida útil de Angra 3. Por outro lado, há grande participação

de biomassa na geração de energia elétrica, seja através da cana de açúcar, como também por florestas plantadas com esse fim.

Tabela 15. Evolução da capacidade instalada no Cenário 1,5°C (MW)

MW	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidrelétricas	88.457	102.015	102.684	102.912	108.172	114.198	127.140	132.621
Nuclear	1.990	1.990	1.990	3.340	3.340	2.700	2.700	2.700
Gás Natural	10.938	13.286	13.286	13.286	11.100	10.192	1.757	0
Carvão nacional	1.725	2.065	2.065	2.065	2.065	365	365	0
Carvão importado	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	0
Óleo Combustível	3.722	3.722	2.944	2.580	507	0	0	0
Óleo Diesel	1.524	1.524	230	0	0	0	0	0
Outros Não Renováveis	703	703	703	703	703	703	712	1.133
PCH	5.000	6.600	6.729	7.000	9.000	11.000	13.000	15.000
Bagaço	10.500	12.800	15.500	15.500	15.500	20.806	27.806	34.806
Biomassa plantada	1.468	1.818	2.017	7.305	12.593	17.880	23.168	31.148
Eólica	8.700	17.500	25.081	28.074	31.066	34.059	37.052	40.044
Solar FV (distribuída)	20	300	4.200	8.320	12.120	15.920	25.921	31.144
Solar FV (centralizada)	0	3.660	4.458	4.957	5.456	15.455	25.455	35.454
Solar Heliotérmica	0	0	0	1.995	5.985	9.491	10.005	10.005
TOTAL	136.192	169.428	183.333	199.482	219.052	254.215	296.525	334.055

Fonte: Elaboração própria

A participação de fontes renováveis chega a quase 99%, em termos de capacidade instalada. A participação de fonte não-renovável se restringe a processos de autoprodução de energia e nucleares, sendo que essa última não emite gases de efeito estufa. A fonte hidrelétrica, em relação ao Cenário de Referência, tem a mesma capacidade instalada em 2050, porém sua expansão ocorre de forma mais concentrada nos últimos anos do horizonte.

A Tabela 16 apresenta a correspondente evolução da geração de energia elétrica por fonte ao longo do horizonte, enquanto a Tabela 16 apresenta os respectivos fatores de capacidade (FC) médios por fonte. A geração a partir de fontes não renováveis no final do horizonte se refere a autoprodução e processos industriais.

Tabela 16. Evolução da geração por fonte no Cenário 1,5°C (MWano)

MWano	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidrelétricas	40.941	47.128	51.046	53.654	57.572	60.358	65.502	67.514
Nuclear	1.592	1.592	1.596	2.863	2.863	2.375	2.308	2.308
Gás Natural	9.844	4.267	4.364	4.459	3.769	3.464	589	0
Carvão nacional	862	1.032	1.037	1.230	1.230	230	216	0
Carvão importado	722	722	725	861	861	1.001	929	0
Óleo Combustível	0	0	74	185	38	0	0	0
Óleo Diesel	0	0	6	0	0	0	0	0
Outros Não Renováveis	0	0	0	0	0	45	62	321
PCH	2.500	3.300	3.365	3.500	4.500	5.500	6.500	7.500
Bagaço	4.620	5.632	6.820	6.820	6.820	9.155	12.235	15.315
Biomassa	847	87	1.062	4.158	8.652	12.826	15.938	20.676
Eólica	3.822	7.644	11.004	12.351	13.697	15.044	16.391	17.737
Solar FV (distribuída)	3	54	752	1.488	2.167	2.846	4.683	5.632
Solar FV (centralizada)	0	928	1.119	1.239	1.359	3.859	6.358	8.858
Solar Heliotérmica	0	0	0	798	2.394	3.797	4.002	4.002
TOTAL	65.754	72.385	82.969	93.604	105.920	120.498	135.713	149.863

Fonte: Elaboração própria

Tabela 17. Evolução do fator de capacidade no Cenário 1,5°C (%)

FC (%)	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hidrelétricas	46%	46%	50%	52%	53%	53%	52%	51%
Nuclear	80%	80%	80%	86%	86%	88%	85%	85%
Gás Natural	90%	32%	33%	34%	34%	34%	33%	*
Carvão nacional	50%	50%	50%	60%	60%	63%	59%	*
Carvão importado	50%	50%	50%	60%	60%	69%	64%	*
Óleo Combustível	0%	0%	3%	7%	8%	*	*	*
Óleo Diesel	0%	0%	2%	*	*	*	*	*
Outros Não Renováveis	0%	0%	0%	0%	0%	6%	9%	28%
PCH	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Bagaço	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
Biomassa	58%	5%	53%	57%	69%	72%	69%	66%
Eólica	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%	44%
Solar FV (distribuída)	17%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
Solar FV (centralizada)	*	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Solar Heliotérmica	*	*	*	40%	40%	40%	40%	40%
TOTAL	48%	43%	45%	47%	48%	47%	46%	45%

Fonte: Elaboração própria. Nota: Valores arredondados

* Potência instalada igual a zero, não há FC.

Este cenário apresenta grande quantidade de fontes de geração não controlável, como eólica e fotovoltaica. Assim, o atendimento à demanda de ponta deve ser avaliado com mais detalhes. A figura abaixo mostra como é feito o suprimento por período no modelo Matriz, da mesma forma que foi mostrado no Cenário de Referência.

Pela figura, é possível observar que as hidrelétricas têm papel primordial para a ponta, mas outras fontes, como heliotérmica, também são importantes. Ressalta-se que esse é o resultado de um modelo simplificado da operação, sendo que pode ser possível a necessidade de uso de outras tecnologias para assegurar a confiabilidade do sistema, como armazenamento de energia e sinalização de preços em tempo real.

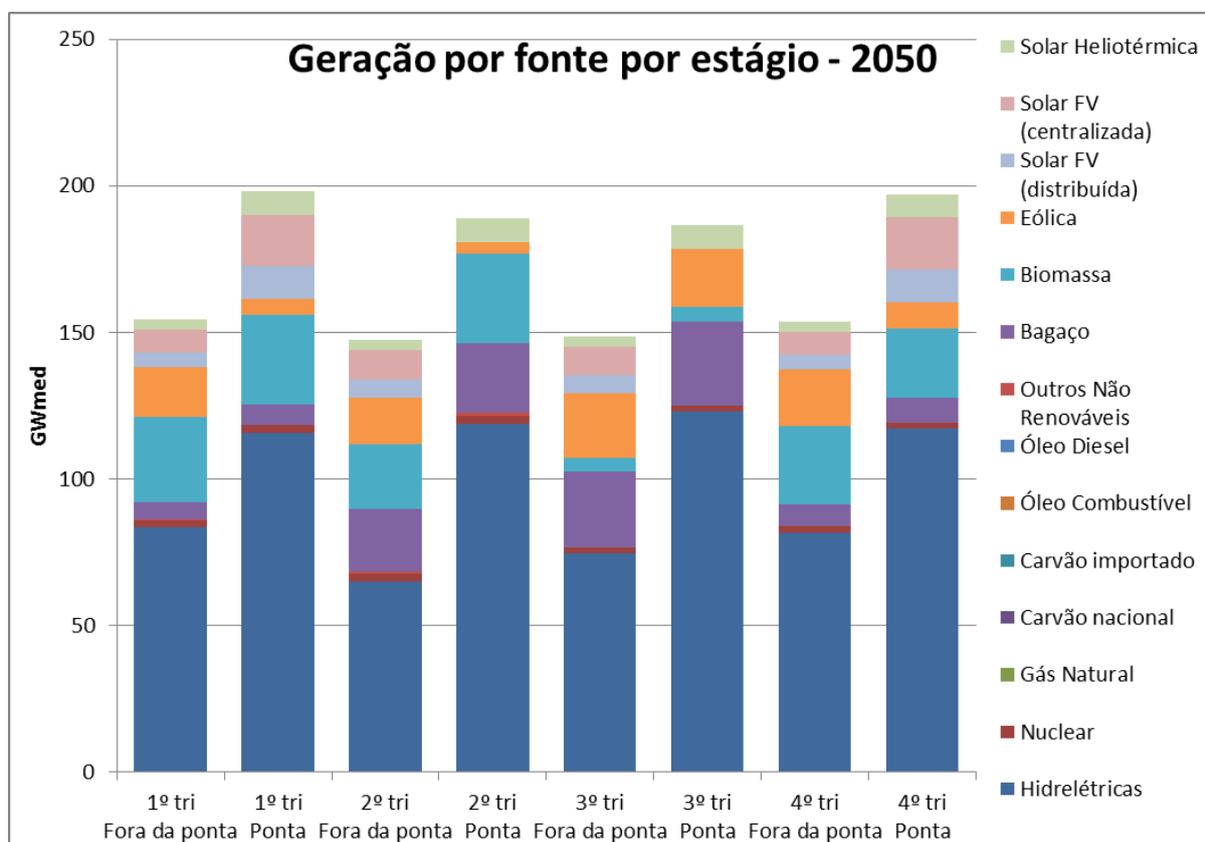


Figura 9. Participação do suprimento de energia elétrica por fonte no ano 2050 no Cenário 1,5°C, resultado da simulação no Matriz para cada estágio.

Com relação ao cálculo das emissões correspondentes à geração termelétrica das diversas fontes e das transformações referentes à obtenção do carvão vegetal, pode-se constatar que Cenário 1,5°C, as emissões se mantêm relativamente constantes, até o momento em que as principais usinas

movidas a fonte fóssil saem de operação, na última década do horizonte de simulação. O fator de emissão do setor elétrico se torna apenas 6 kgCO₂e/MWh em 2050.

Tabela 18. Evolução das emissões da geração termelétrica e carvoejamento no Cenário 1,5°C (GgCO₂eq)

GgCO ₂ e	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gás Natural	38.810	17.559,0	17.959,4	17.853,0	15.165,2	14.029,9	2.204,1	0,0
Carvão	18.160	13.733,7	13.794,6	16.361,3	16.361,3	8.804,4	8.201,8	0,0
Óleo Diesel	7.070	0,0	36,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Óleo Combustível	10.750	0,0	465,3	1.170,4	240,4	0,0	0,0	0,0
Outros Não Renováveis	2.700	0,0	0,0	0,0	0,0	239,2	329,1	1.724,1
Carvoaria	590	497,2	526,5	548,4	564,0	600,5	650,9	698,7
Biomassa plantada	40	14,0	44,7	532,1	1.258,0	1.929,4	2.419,6	3.228,0
Bagaço	470	712,5	862,8	862,8	862,8	1.158,2	1.547,9	1.937,5
TOTAL	78.630	32.516,4	33.689,5	37.328,1	34.451,7	26.761,5	15.353,4	7.588,4

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

4.3. Resultados relativos à Oferta de Combustíveis e suas emissões

As premissas de produção de óleo bruto e gás natural foram as mesmas das usadas no Cenário de Referência. A evolução da oferta de gás natural no Cenário 1,5°C é mostrada na tabela abaixo.

Gás Natural (M m ³ /dia)	2015	2020	2030	2040	2050
Produção (descontadas reinjeção e perdas)	64,1	68,0	104,5	124,5	144,2
Importação GNL	30,3	30,3	19,5	21,4	24,5
Importação Bolívia	31,73	3,74	0,36	0,58	0
Oferta	126,2	102,1	124,3	146,6	168,8

Fonte: Elaboração própria

Observam-se valores muito menores de importação de gás, em relação ao Cenário de Referência. Isso é explicado, principalmente, pela ausência de termelétricas a gás natural nos últimos anos do horizonte.

Os gráficos abaixo mostram a capacidade total de refino ao longo do horizonte de estudo e o perfil de produção de derivados em 2050 para o Cenário 1,5°C.

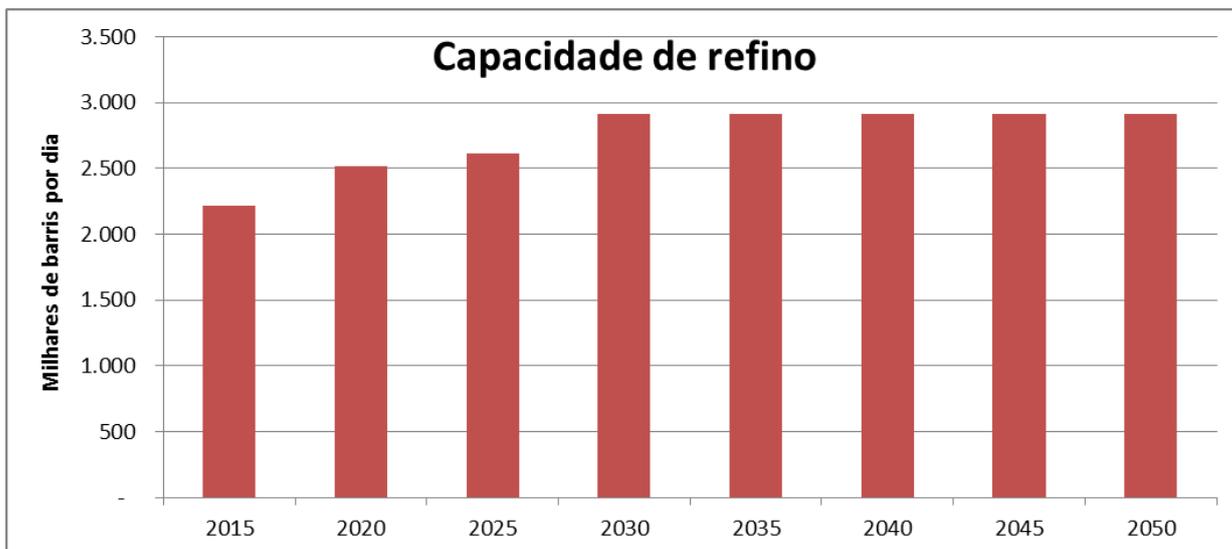


Figura 10. Capacidade de refino

Fonte: Elaboração própria

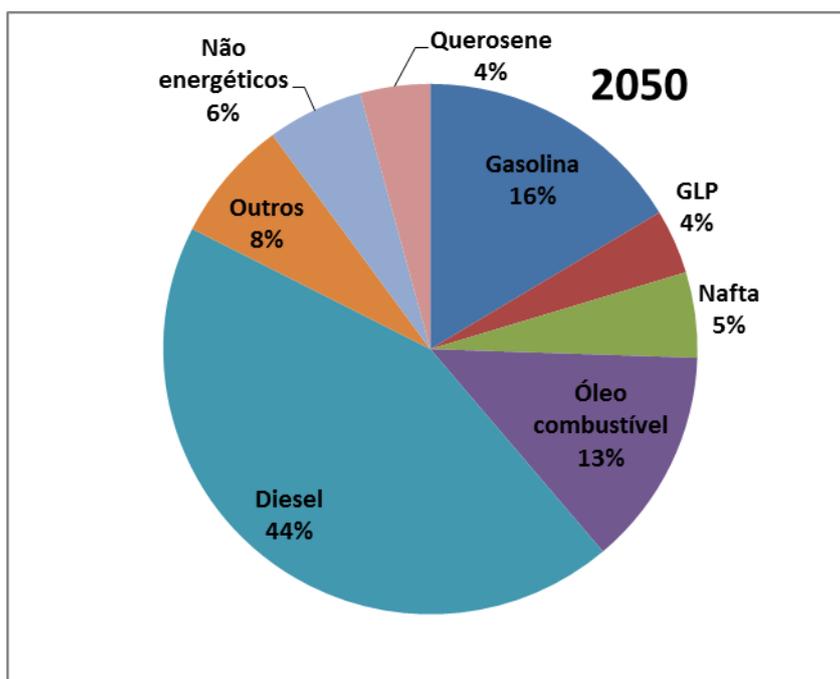


Figura 11. Perfil de produção de derivados

Fonte: Elaboração própria

Com relação à oferta de derivados de petróleo, a Tabela 19 mostra que, assim como no Cenário de Referência, no Cenário 1,5 o país continuará a necessitar de importações de querosene, de nafta e de GLP em 2050. Entretanto, para gasolina, óleo diesel e óleo combustível observa-se um excedente exportável em 2050, com destaque para a gasolina, devido à diminuição da demanda interna desse combustível.

Quanto ao etanol, a sua produção chegará a 44,6 bilhões de litros, em 2050. Essa quantidade é significativamente menor do que o produzido no Cenário de Referência. Isso é explicado pela eletrificação do setor de transporte, que faz com que a demanda de etanol não seja tão grande. Como, neste cenário, a produção de etanol não é muito elevada e grande parte do bagaço é usado para geração de energia elétrica, não se considerou o uso de etanol de segunda geração.

Tabela 19. Evolução da produção anual de combustíveis no Cenários 1,5°C (ktep)

Diesel					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	44.793,6	49.814,8	59.137,2	59.149,2	58.261,8
produção	41.689,6	49.814,8	59.137,2	59.149,2	58.261,8
imp/oferta (%)	6,93%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Gasolina					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	23.120,0	22.204,8	22.160,0	22.160,0	21.874,3
produção	19.808,0	22.204,8	22.160,0	22.160,0	21.874,3
imp/oferta (%)	14,33%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
GLP					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	6.952,8	7.840,4	8.445,6	8.811,8	8.617,0
produção	4.563,2	4.699,6	5.311,2	5.312,0	5.237,4
imp/oferta (%)	34,37%	40,06%	37,11%	39,72%	39,22%
Querosene					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	4.148,4	4.581,6	5.726,8	5.726,8	5.715,2
produção	4.148,4	4.581,6	5.726,8	5.726,8	5.652,9
imp/oferta (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,09%
Nafta					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	6.373,2	7.223,2	10.829,2	14.727,6	17.504,8
produção	4.044,4	4.464,4	7.046,8	7.048,4	6.944,6
imp/oferta (%)	36,54%	38,19%	34,93%	52,14%	60,33%

Óleo Combustível					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	14.622,8	15.743,2	18.003,2	18.006,0	17.740,3
produção	14.622,8	15.743,2	18.003,2	18.006,0	17.740,3
imp/oferta (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Outras Secundárias de Petróleo					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	11.056,4	10.372,8	10.094,8	10.234,7	10.422,5
produção	8.088,8	8.694,4	10.094,8	10.096,4	9.947,4
imp/oferta (%)	26,84%	16,18%	0,00%	1,35%	4,56%
Não Energéticos do Petróleo					
	2015	2020	2030	2040	2050
produção + imp	7.576,8	7.504,8	10.061,2	13.558,1	16.948,8
produção	6.326,4	6.814,4	7.885,2	7.886,8	7.770,3
imp/oferta (%)	16,50%	9,20%	21,63%	41,83%	54,15%

Fonte: Elaboração própria

Nas Figuras 12 e 13, apresenta-se, para o Cenário 1,5°C, a participação relativa (%) de cada agrupamento de fontes primárias na oferta total de energia, utilizando-se a mesma classificação de fontes adotada no BEN.

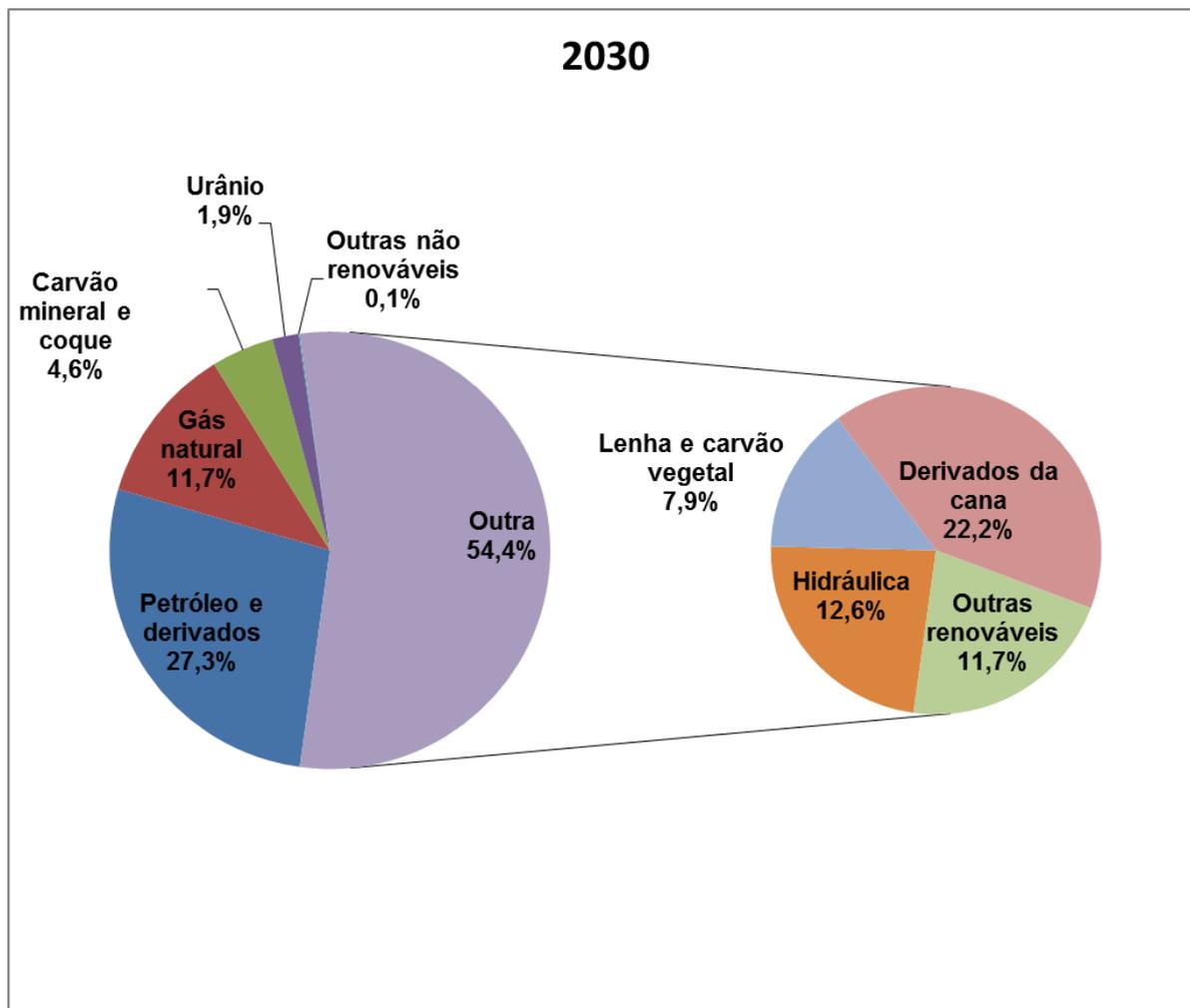


Figura 12. Matriz Energética em 2030 (%)

Fonte: Elaboração própria

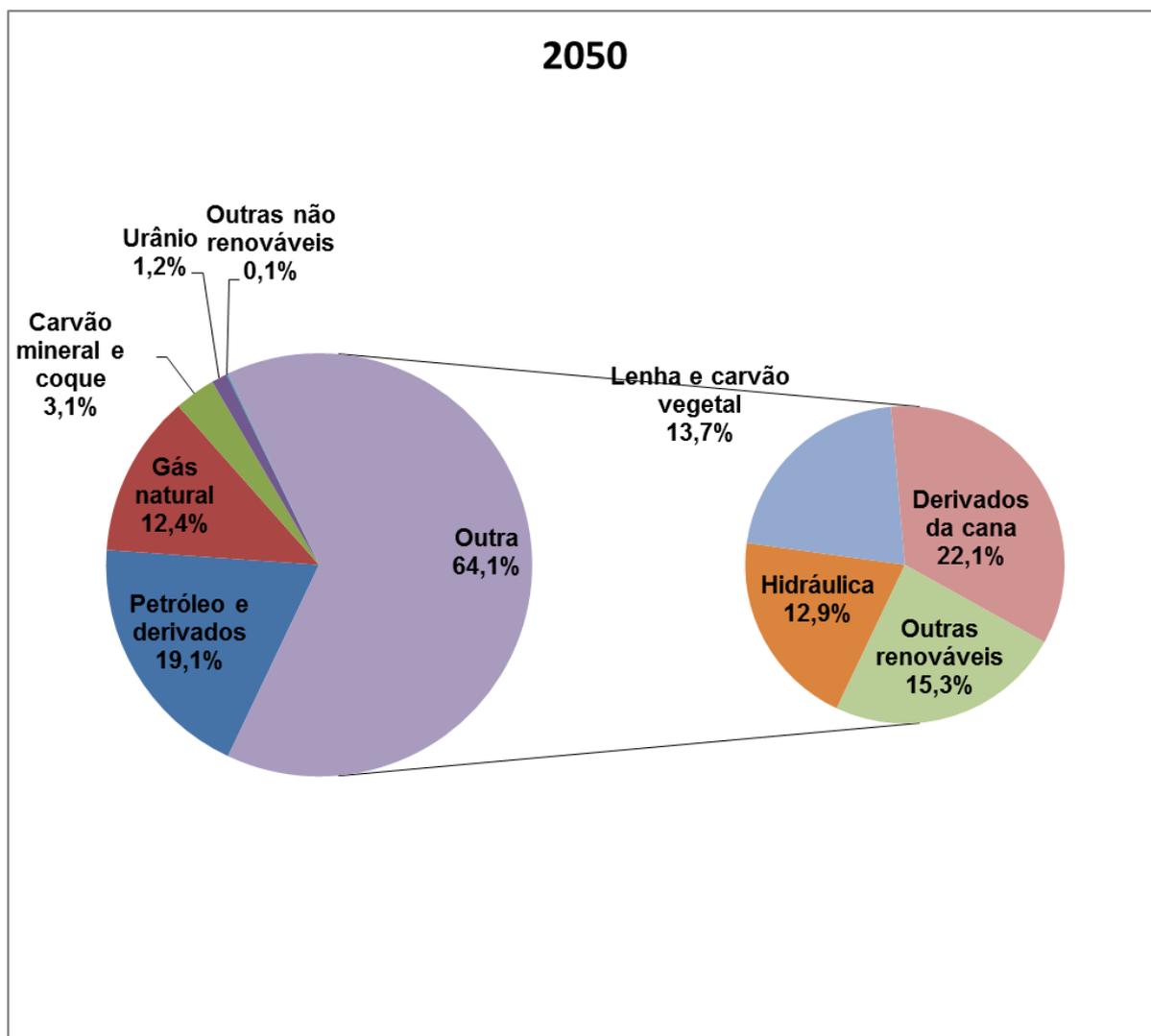


Figura 13. Matriz Energética em 2050 (%)

Fonte: Elaboração própria

Da mesma forma que no Cenário de Referência, a participação da energia hidráulica se mantém relativamente estável. Já os derivados da cana e as outras renováveis aumentam de forma bastante expressiva. Dessa forma, o total de renováveis na matriz ultrapassa os 64%. Isso é causado pelo aumento da eletrificação nos transportes ao mesmo tempo em que a produção de energia elétrica se torna quase completamente renovável.

A tabela abaixo apresenta a Oferta Interna de Energia (OIE) em valores absolutos (Mtep) de forma estratificada, separando-se a oferta de energia elétrica do restante da oferta energética, conforme mostrado na Tabela 20.

Tabela 20. Oferta Interna de Energia no cenário Cenário 1,5°C(Mtep)

Oferta Interna Bruta (Mtep)	2010*	2020	2030	2040	2050
Hidrelétricas e importação	37,7	40,7	43,1	49,6	56,5
Derivados da Cana	4,1	9,0	10,8	14,6	24,4
Lenha	0,3	0,2	5,9	21,3	35,6
Outras renováveis	2,4	6,5	13,7	21,8	30,3
Nuclear	3,8	3,6	6,5	5,4	5,3
Gás Natural – UTE	7,0	7,4	7,5	5,9	0,0
Carvão Mineral – UTE	1,9	3,4	4,1	2,2	0,0
Óleo Combustível – UTE	1,1	0,0	0,4	0,0	0,0
Óleo Diesel – UTE	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Outros Não Renováveis	0,8	0,0	0,0	0,1	0,9
Subtotal – Eletricidade	61,2	70,8	92,1	121,0	152,9
% de fontes renováveis	73%	80%	80%	89%	96%
% de renováveis sem hidrelétrica	11%	22%	33%	48%	59%
Petróleo e Derivados	98,0	99,9	93,1	88,2	83,5
Gás Natural	20,5	25,4	32,4	41,2	54,2
Carvão Mineral e Coque	12,2	11,9	11,7	12,2	12,8
Derivados da Cana	43,0	48,8	65,2	73,4	72,4
Outras renováveis ¹	33,8	37,1	47,2	53,8	61,1
Outras não renováveis ²	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6
Subtotal – Combustíveis	207,6	223,5	250,0	269,2	284,7
% de fontes renováveis	37%	38%	45%	47%	47%
TOTAL	268,8	294,2	342,0	390,2	437,6
% de fontes renováveis	45,0%	48,3%	54,4%	60,1%	64,1%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	31,0%	34,5%	41,8%	47,4%	51,1%
% derivados de cana	18,0%	19,6%	22,2%	22,5%	22,1%
% cana + biodiesel	17,5%	20,8%	23,5%	23,8%	24,1%

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

* Realizado

 Obs: 1) Inclui biodiesel, eólica, solar, lixívia e outros resíduos de biomassa
 2) inclui líquidos de gás natural e outros resíduos não renováveis.

A participação de renováveis cresce expressivamente ao longo do horizonte. Destaca-se o fato de que o sistema deixa de ser predominantemente hidrelétrico, embora essa fonte ainda mantenha expressiva participação. Considerando as fontes usadas para fins que não sejam geração de eletricidade, a participação de renováveis aumenta, mas não ultrapassa os 50%.

Por fim, apresentam-se na Tabela 21 e na Tabela 22 as emissões de GEE decorrentes das emissões fugitivas da produção de óleo e gás natural (E&P, refino e UPGN) no Cenário 1,5°C e as emissões referentes à demanda do setor energético. Na Tabela 21, as emissões fugitivas do setor de E&P apresentam ligeira queda, devido à consideração de incorporações de medidas para sua diminuição, conforme proposto por Anderson (2015).

Tabela 21. Evolução das emissões fugitivas no Cenário 1,5°C (2015-2050)

Emissões fugitivas (GgCO _{2e})	2015*	2020	2030	2040	2050
E&P	13.390	14.258,1	15.664,5	20.169,1	19.576,2
Refino	8.090	8.609,9	9.754,0	10.141,8	11.287,0
Carvão	2.240	2.589,1	2.489,3	2.592,9	3.006,6
Total	23.720	25.457,1	27.907,8	32.903,9	33.869,9

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

Tabela 22. Evolução das emissões do consumo energético do setor energético no Cenário 1,5°C (2015-2050)

GgCO _{2e}	2015*	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gás natural	12.740	13.974,5	15.317,9	16.931,8	18.554,3	20.709,9	23.417,0	26.643,5
Óleo diesel	3.530	3.358,0	3.542,5	3.249,9	3.152,2	2.892,5	2.599,8	2.529,7
Óleo combustível	1.090	1.010,7	1.137,2	1.159,1	1.167,1	1.181,5	1.161,9	1.071,5
GLP	60	67,5	72,8	77,3	79,6	82,9	85,0	84,4
Gás de cidade e de coqueria	330	302,0	299,7	296,1	310,1	320,5	337,8	351,0
Outras secundárias de petróleo	7.640	7.174,8	7.095,5	6.980,0	6.962,7	7.013,0	7.038,6	6.895,1
Produtos da cana	1.040	1.374,9	1.710,8	1.899,9	2.126,7	2.085,7	2.079,9	1.868,8
TOTAL	26.410	27.262,4	29.176,4	30.594,0	32.352,8	34.286,1	36.720,2	39.444,0

* Realizado

Fonte: BEN 2016 e elaboração própria

4.4 Custos de mitigação das tecnologias consideradas³

A seguir, apresenta-se uma síntese dos custos de mitigação estimados. Foram considerados valores em dólares de 2015; barril de petróleo a 87 US\$ no período até 2050 (baseado no cenário '450 Scenario' do World Energy Outlook 2015 da Agência Internacional de Energia); e taxa de desconto: 8% a.a.. Os custos de mitigação de 2021 a 2030 estão expressos em valor presente de 2021 e os custos de mitigação de 2031 a 2050 estão expressos em valor presente de 2031.

³ Ver detalhes no relatório de microeconomia do projeto IES-Brasil 2050: Grottera, C. (2018). Custos de Mitigação até 2050 no Cenário de 1,5°C. Disponível em www.centroclima.coppe.ufrj.br

Tabela 23. Custos de mitigação do Cenário 1,5°C

Medida	2021-2030		2031-2050	
	Redução de emissões (Mt CO ₂ e)	Custo unitário de abatimento (US\$/tCO ₂ e)	Redução de emissões (Mt CO ₂ e)	Custo unitário de abatimento (US\$/tCO ₂ e)
Oferta de Energia				
Monitoramento de emissões fugitivas em E&P	5,7	12,9	11,6	8,5
Geração de eletricidade a renováveis	33,3	17,9	806,6	-21,2

5. Comparação dos Resultados

O total de emissões do setor energético, incluindo fugitivas, foi 105.617 e 184.662 Gg de CO_{2e} em 2030 e 2050, respectivamente, no Cenário de Referência e 95.830 e 80.902 Gg de CO_{2e} no Cenário 1,5°C. As informações detalhadas por setor e por ano em ambos os cenários podem ser vistas nas tabelas abaixo e no gráfico abaixo.

Tabela 24. Emissões do Cenário de Referência

GgCO _{2e}	2010*	2020	2030	2040	2050
Transformações do setor elétrico	36.581	32.019	42.386	63.492	87.599
Consumo do setor energético	23.933	27.901	33.379	41.088	50.796
Fugitivas	20.697	25.468	29.284	39.189	45.446
Carvoaria	708	493	567	661	821
Total	81.919	85.882	105.617	144.431	184.662

*Realizado - fonte: Terceiro inventário

Tabela 25. Emissões do Cenário 1,5°C

GgCO _{2e}	2010*	2020	2030	2040	2050
Transformações do setor elétrico	36.581	32.019	36.780	26.161	6.890
Consumo do setor energético	23.933	27.262	30.594	34.286	39.444
Fugitivas	20.697	25.457	27.908	32.904	33.870
Carvoaria	708	497	548	601	699
Total	81.919	85.236	95.830	93.952	80.902

*Realizado - fonte: Terceiro inventário

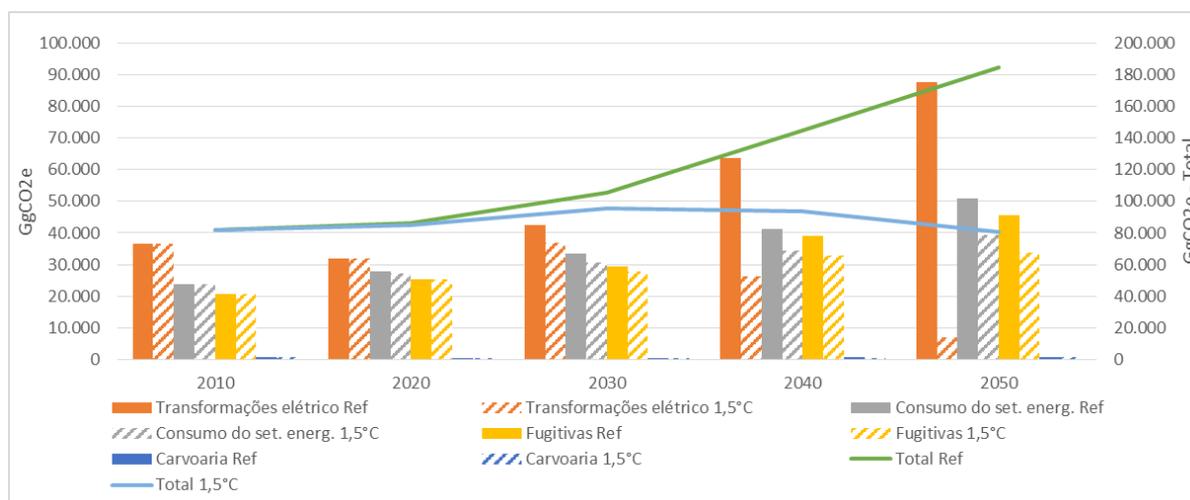


Figura 14. Emissões ao longo do horizonte até 2050 por subsetor em ambos os cenários

A tabela a seguir mostra a evolução do fator de emissão do setor elétrico para ambos os cenários.

Tabela 26. Fatores de emissão de energia elétrica nos cenários de referência e 1,5°C

kgCO _{2e} /MWh	2010*	2020	2030	2040	2050
Cenário de referência	51,2	55,5	58,1	67,6	75,0
Cenário 1,5°C	21,2	56,2	51,8	28,5	6,0

*Realizado - fonte: Sirene

Observa-se grande redução nas emissões, principalmente nas transformações do setor elétrico. As emissões em 2050 desse setor referem-se a processos de autoprodução de energia elétrica e a gases não-CO₂, provenientes de geração à biomassa. As emissões fugitivas apresentaram diminuição por considerações de melhorias nos processos. Já as emissões do consumo do setor energético e das carvoarias se apresentam redução apenas pela menor demanda do Cenário 1,5°C, causada pelo aumento de eficiência energética.

O custo marginal de abatimento do setor elétrico foi calculado de maneira agregada, considerando todas as medidas do Cenário 1,5°C em relação ao Cenário de Referência. Os valores encontrados foram 17,93 USD/tCO_{2e} para o período de 2021 a 2030 e -21,20 USD/tCO_{2e} para o período 2031 a 2050. Os valores negativos do último período se devem aos custos decrescentes das novas tecnologias renováveis considerados no estudo.

6. Prospecção tecnológica para Cenário 1,5°C disruptivo

Este item apresenta uma lista de novas tecnologias para produção, armazenamento e transporte de energia que podem ser consideradas futuramente nas simulações de cenários de mitigação de emissões de GEE no Brasil no horizonte de 2050. Tais tecnologias foram analisadas e discutidas preliminarmente pelo Comitê de Elaboração de Cenários (CEC) do projeto IES-Brasil no Workshop “Cenários de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) no Brasil até 2050”, realizado em 25 de outubro de 2017, em Brasília. Nesse *workshop*, foram discutidos possíveis avanços tecnológicos, comportamentais e regulatórios que podem acontecer até 2050 e que representam grandes mudanças no funcionamento do setor.

Destaca-se que, no setor elétrico, o grande aumento de geração distribuída principalmente fotovoltaica, que já está ocorrendo, é uma mudança com traços de disrupção. Pois isso muda a forma

como a energia é produzida (historicamente a eletricidade era gerada em grandes usinas e transmitida aos consumidores), planejada (o perfil de geração, a intermitência e falta de controle direto de um operador descentralizado requerem novos métodos de planejamento) e consumida (o consumidor deixa de ser um elemento passivo no sistema, cria-se a figura do “prossumidor”). A tendência é que esse fenômeno continue crescendo nas próximas décadas.

No aspecto da demanda de energia, também são esperadas alterações. O uso de impressora 3D pode diminuir o consumo de alguns produtos industriais de forma que a demanda de alguns energéticos usados para sua produção pode diminuir enquanto a de outros pode aumentar. Essas mudanças, combinadas com as redes inteligentes, veículos elétricos, armazenamento direto de energia elétrica, resposta da demanda e tarifas em preço real, devem trazer impactos ainda maiores ao setor elétrico. As tarifas em tempo real em conjunto com os equipamentos de *internet of things* (IoT) e até mesmo a mineração de criptomoedas devem alterar profundamente o comportamento da curva de carga do sistema.

Outras tecnologias podem ser consideradas neste cenário que, assim como o cenário anterior, tem a meta de não aumentar a temperatura do planeta em mais do que 1,5°C em 2050. Um destaque é a captura e estocagem de carbono (CCS), que se usada em conjunto com uma fonte primária renovável, resulta em emissões negativas a partir da produção de energia.

Também se espera uma maior integração internacional dos sistemas elétricos, a criação dum grande sistema interligado sul-americano, de forma a aproveitar os diferentes potenciais de renováveis, aumentando a diversificação e, assim, diminuindo os riscos.

7. Referências Bibliográficas

1. PEREIRA JR, A. O.; COSTA, R. C.; COSTA, C. V.; MARRECO, J. M.; LA ROVERE, E. L. Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23, 2013, pp. 49–59. Disponível em: <http://www.lima.coppe.ufrj.br/files/PerspectivesForTheExpansion.pdf>.
2. WEIO – WORLD ENERGY INVESTMENT OUTLOOK. World Energy Investment Outlook – Special Report. International Energy Agency, IEA, Paris, 2014. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weio2014.pdf>.
3. IPCC (2006) -. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
4. EPE (2015) – Plano Nacional de Energia – PNE 2050. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/default.aspx?CategoriaID=346>
5. EPE (2017) – Plano Decenal de Energia – PDE 2026. Disponível em <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>
6. EPE (2017) – Balanço Energético Nacional – BEN 2017, ano base 2016. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>
7. International Institute for Applied Systems Analysis - IIASA (2015) - Modelo MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts). Disponível em: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/MESSAGE.en.html>
8. LA ROVERE, E. L. et al; Implicações Econômicas e Sociais de Cenários de Mitigação de Gases de Efeito Estufa no Brasil até 2030: Sumário Técnico/ Projeto IES-Brasil, Forum Brasileiro de mudanças Climáticas – FBMC. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.
9. International Energy Agency (IEA) - Energy Technology Perspectives (ETP 2015), disponível em: <http://www.iea.org/etp/etp2015/http://www.iea.org/t&c/>
10. Dias, A. (2015) As emissões fugitivas de gases de efeito estufa da indústria de petróleo e gás natural no Brasil – inventário, cenários e propostas de mitigação. Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Disponível em: http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/anderson_dias.pdf