



Ministério de Minas e Energia  
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

# PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA *TEN-YEAR ENERGY EXPANSION PLAN* 2021 SUMÁRIO / SUMMARY



Empresa de Pesquisa Energética



**Ministério de Minas e Energia – MME**  
**Ministry of Mines and Energy**

**Ministro de Estado**  
**Minister**  
Edison Lobão

**Secretário Executivo**  
**Executive Secretary**  
Márcio Pereira Zimmermann

**Chefe de Gabinete do Ministro**  
**Minister's Chief of Staff**  
José Antonio Corrêa Coimbra

**Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético**  
**Secretary of Energetic Planning and Development**  
Altino Ventura Filho

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**  
**Secretary of Oil, Natural Gas and Biofuels**  
Marco Antônio Martins Almeida

**Secretário de Energia Elétrica**  
**Secretary of Electricity**  
Ildo Wilson Grüdtner

**Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral**  
**Secretary of Geology, Mining and Mineral Transformation**  
Cláudio Scliar

Ministério de Minas e Energia – MME  
Esplanada dos Ministérios  
Bloco U – 5º andar  
70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 3319 5299  
Fax: (55 61) 3319 5067

[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)



**Empresa de Pesquisa Energética – EPE**  
**Energy Research Office**

**Presidente**  
**President**  
Maurício Tiomno Tolmasquim

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**  
**Director of Energy, Economics and Environmental Studies**  
Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
**Director of Electricity Studies**  
José Carlos de Miranda Farias

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**  
**Director of Oil, Gas and Biofuels Studies**  
Elson Ronaldo Nunes

**Diretor de Gestão Corporativa**  
**Director of Corporate Management**  
Alvaro Henrique Matias Pereira

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Av. Rio Branco, 01 – 11º andar  
20090-003 – Rio de Janeiro – RJ  
Tel.: (55 21) 3512 3100  
Fax: (55 21) 3512 3198

[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

#### **Catálogo na Fonte**

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética

Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2013

2 v.: il.

1. Energia\_Brasil. 2. Política Energética\_Brasil 3. Recursos Energéticos\_Brasil

---

**PARTICIPANTES / PARTICIPANTS – MME****Coordenação Geral / General Coordination**

Altino Ventura Filho

**Coordenação Executiva / Executive Coordination**

Paulo Cesar Magalhães Domingues

João José de Nora Souto

Moacir Carlos Bertol

**Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL**

Albert Cordeiro Geber de Melo, Maria Elvira Piñeiro Macieira

**Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE**

**Coordenação / Coordination:** Altino Ventura Filho

**Equipe técnica / Technical Team:** Adão Martins Teixeira Junior, Adriano Jeronimo da Silva, Bruno Xavier de Sousa, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Cássio Giuliani Carvalho, Christiany Salgado Faria, Cristiano Augusto Trein, Daniele de Oliveira Bandeira, Debora de Siqueira Calderini Rosa, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto Kwitko Ribeiro, Gilma dos Passos Rocha, Guilherme Zanetti Rosa, Gustavo Santos Masili, Gustavo Cerqueira Ataíde, Hamilton Moss de Souza, João Antônio Moreira Patusco, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Kleverson Manoel Marques Gontijo, Lívia Batista Maciel, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lucas Dantas Xavier Ribeiro, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhann, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paulo Roberto Garcia, Paula Roberta Moraes Baratella, Roberto Meira Júnior, Tarita da Silva Costa, Rodrigo Afonso Guimarães, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira, Vilma Maria de Resende, Wesley Gomes de Souza.

**Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG**

**Coordenação / Coordination:** Marco Antônio Martins Almeida

**Equipe técnica / Technical Team:** Adriano Gomes de Sousa, Aldo Barroso Cores Júnior, André Barros Martins, Antônio Henrique Godoy Ramos, Breno Peixoto Cortez, Cláudio Akio Ishihara, Clayton de Sousa Pontes, Deivson Matos Timbó, Diogo Santos Baleeiro, Fernando Massaharu Matsumoto, Henrique Soares Vieira Magalhães, Hugo Leonardo Gosmann, José Botelho Neto, João Batista Simon Flausino, Juliano Vilela Borges dos Santos, Karla Branquinho dos Santos Gonzaga, Lauro Doniseti Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisboa Theodoro, Manoel Rodrigues Parada Neto, Marlon Arraes Jardim Leal, Matheus Batista Bodnar, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Raphael Ehlers dos Santos, Renato Lima Figueiredo Sampaio, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei, Valdimara Alves de Oliveira, Luciano Pedrosa de Souza, Renato Lima Figueiredo Sampaio.

**Núcleo Estratégico de Gestão Socioambiental – NESA/SECEX**

**Coordenação / Coordination:** Maria Ceicilene Aragão Martins.

**Equipe técnica / Technical Team:** Rita Alves Silva, Sílvia Maria Frattini Gonçalves Ramos.

**PARTICIPANTES / PARTICIPANTS – EPE****Coordenação Geral / General Coordination**

Maurício Tiomno Tolmasquim

**Coordenação Executiva / Executive Coordination**

Estudos econômico-energéticos e ambientais / *energy, environment and economic studies*: Amílcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de energia elétrica / *power and transmission studies*: José Carlos de Miranda Farias

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis / *oil, gas and biofuels studies*: Elson Ronaldo Nunes

**Consolidação e Sistematização / Final Manuscript Preparation and Editing**

José Marcos Bressane, Emílio Hiroshi Matsumura

**Estudos econômicos e energéticos / Energy and economic studies**

**Coordenação / Coordination:** Ricardo Gorini

**Equipe técnica / Analysis Team:** Adriana Fiorotti Campos, Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Bianca Nunes de Oliveira, Carla da Costa Lopes Achão, Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen, Emilio Hiroshi Matsumura, Fernanda Marques Pereira Andreza, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Guilherme Oliveira Arantes, Gustavo Naciff de Andrade, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jairo Viana Feliciano, Jeferson Borghetti Soares, Jose Manuel Martins David, Lena Santini Souza Menezes, Leyla Adriana Ferreira da Silva, Leticia Fernandes Rodrigues da Silva, Luciano Basto Oliveira, Luiz Claudio Orleans, Luiz Gustavo Silva de Oliveira, Marcia Andreassy, Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Monique Riscado da Silva, Natalia Goncalves de Moraes, Renata de Azevedo M. da Silva, Rogério Antônio da Silva Matos, Sergio Henrique Ferreira da Cunha, Simone Saviolo Rocha.

**Geração de energia elétrica – Estudos de Planejamento / Power Planning Studies**

**Coordenação / Coordination:** Oduvaldo Barroso da Silva

**Equipe técnica / Analysis Team:** Anderson da Costa Moraes, Angela Regina Livino de Carvalho, Bruno Gregorio Menita, Danielle Bueno de Andrade, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Hermes Trigo da Silva, Marcos Eduardo Pinheiro Alves Olivier, Marília Ribeiro Spera, Matheus Mingatos Fernandes Gemignani, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Ronaldo Antonio de Souza, Simone Quaresma Brandão, Tereza Cristina Paixão Domingues, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar.

**Geração de energia elétrica – Estudos de Engenharia / Power Engineering Studies**

**Coordenação / Coordination:** Marisa Moreira Marques / Paulo Roberto Amaro (Parcial)

**Equipe técnica / Analysis Team:** Giacomo Chinelli, Paulo Roberto Amaro, Paulo Sérgio Caldas

**Estudos de transmissão de energia elétrica / Power Transmission Studies**

**Coordenação / Coordination:** Paulo César Vaz Esmeraldo

**Equipe técnica / Analysis Team:** Alexandre de Melo Silva, Aretha de Souza Vidal Campos, Armando Leite Fernandes, Beatriz Nogueira Levy, Carolina Moreira Borges, Daniel José Tavares de Souza, Daniela Florêncio de Souza, Dourival de Souza Carvalho Junior, Edna Maria de Almeida Araújo, Fábio de Almeida Rocha, Fernando Hevelton Oliveira, Henrique Abreu de Oliveira, João Mauricio Caruso, José Antonio D Affonseca Santiago Cardoso, Jurema Baptistella Ludwig, Marcelo Willian Henriques Szrajzman, Marcelo Lourenço Pires, Maria Alzira Noli Silveira, Marcos Vinicius da Silva Farinha, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Maxwell Cury Junior, Priscilla de Castro Guarini, Roberto Luiz Magalhães Rocha, Thiago de Faria Rocha Dourado Martins, Thiago Jose Masseran Antunes Parreiras, Tiago Campos Rizzotto, Vanessa Stephan Lopes, Vinicius Ferreira Martins.

**Estudos de petróleo e gás natural / Oil and Gas Studies**

**Coordenação / Coordination:** Marco Stiel Radu Halpern e Reneu Rodrigues da Silva

**Equipe técnica / Analysis Team:** Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Aloysio Vasconcelos Filho, Antonio Marco Siciliano, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, Denise Faertes, Guilherme Eduardo Zerbinatti Papaterra, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Kátia Souza de Almeida, Marcelo Ferreira Alfradique, Marco Stiel Radu Halpern, Marcos Frederico F. de Souza, Norival Brisola, Pércles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Moreira dos Santos Roberta de Albuquerque Cardoso, Ronan Magalhães Ávila, Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva, Viviane Kotani Shimizu.

**Estudos de derivados de petróleo e biocombustíveis / Petroleum Products and Biofuels Studies**

**Coordenação / Coordination:** Ricardo Nascimento e Silva do Valle

**Equipe técnica / Analysis Team:** Amanda Pereira Aragão, André Luiz Ferreira dos Santos, Angela Oliveira da Costa, Antonio Carlos Santos, Clara Santos Martins Saide, Euler João Geraldo da Silva, Frederico Ventorim, Gildo Gabriel da Costa, Giovanni Vitória Machado, Heitor Batista de Alencar, Juliana Rangel do Nascimento, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Marcelo Castello Branco Cavalcanti, Marisa Maia de Barros, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Pedro Ninô de Carvalho, Rachel Martins Henriques, Rafael Barros Araujo, Rafael Moro da Mata, Railson Oliveira Motta, Vitor Manuel do Espírito Santo Silva.

**Estudos socioambientais / Environmental Studies**

**Coordenação / Coordination:** Flávia Pompeu Serran / Edna Elias Xavier (parcial)

**Equipe técnica / Analysis Team:** Ana Dantas Mendez de Mattos, Ana Lacorte, André Luiz Alberti, André Souza Pelech, Carina Rennó Siniscalchi, Carlos Frederico Menezes, Carolina Maria H. de G. A. Feijo Braga, César Maurício Batista da Silva (parcial), Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Diego do Nascimento Bastos, Federica Natasha G. A. dos Santos Sodré, Gabriela Fernandes Santos Alves, Gustavo Fernando Schmidt, Gustavo Henrique Cunha e Silva, João Paulo Macieira Barbosa (parcial), José Ricardo de Moraes Lopes, Kátia Gisele Soares Matosinho, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Marcos Vinicius Fernandes Amaral, Paula Cunha Coutinho, Paulo do Nascimento Teixeira, Robson de Oliveira Matos, Thiago Oliveira Bandeira, Valentine Jahnel, Verônica Souza da Mota Gomes.

## APRESENTAÇÃO / FOREWORD

O Estado Brasileiro exerce, na forma da lei, as funções de planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado. No setor energético, compete ao Conselho Nacional de Política Energética – CNPE o estabelecimento de políticas e diretrizes, visando ao desenvolvimento nacional sustentado.

Os Planos Decenais elaborados no setor elétrico, tradicionalmente, apresentaram-se como um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país. Desde 2007 estes planos têm ampliado a abrangência dos estudos, incorporando uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos, além da energia elétrica.

O **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2021** apresenta importantes sinalizações para orientar as ações e decisões relacionadas ao equacionamento do equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a necessária expansão da oferta, de forma a garantir à sociedade suprimento energético com adequados custos em bases técnica e ambientalmente sustentável.

Neste PDE 2021 estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,1 trilhão, dos quais 24,4% correspondem à oferta de energia elétrica, 68,4% a petróleo e gás natural, e 7,2% à oferta de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2011 e 2021: da capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 116,5 para 182,4 GW; da produção de petróleo, de 2,1 para 5,4 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 65,9 para 190,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia; e da produção de etanol, de 22,9 para 68,2 milhões de m<sup>3</sup>.

*The Brazilian Government is responsible, by federal law, for the energy sector planning, which is mandatory for the public sector and indicative for the private sector. In particular, CNPE is in charge of policy making and setting the main guidelines, aiming at sustainable national development.*

*Traditionally, the Ten-Year Plan has been used in the electricity sector as one of the main instruments to its expansion planning in Brazil. Since 2007, the scope of studies has widened by incorporating an integrated view of, not only electricity, but also the demand and supply expansion of several energy sources.*

*The **Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE 2021** presents important signals to guide the actions and decisions related to the task of balancing projections of economic growth of the country and the required expansion of energy supply, thus ensuring energy security to society at adequate cost, fully reflecting technological options and environmental sustainability.*

*In this PDE 2021 total estimated investment amounts to R\$ 1.1 trillion, of which 24.4% shall be directed to the supply of electricity, 68.4% to O&G sector, and 7.2% to liquid biofuels sector. Accordingly, this amount represents the following physical expansion between 2011 and 2021: the installed capacity of power generation is expected to grow from 116.5 to 182.4 GW, oil production from 2.1 to 5.4 million barrel/day, the production of natural gas, from 65.9 to 190.9 million m<sup>3</sup>/day, and the production of ethanol from 22.9 to 68.2 million m<sup>3</sup>.*

Ao apresentar o **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2021**, resultado final de um processo iterativo de planejamento energético subsidiado por estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética, o Ministério de Minas e Energia agradece toda a colaboração recebida por meio da consulta pública realizada entre 24 de setembro e 31 de outubro de 2012, na qual participaram entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético.

Brasília, janeiro de 2013.

**Edison Lobão**

Ministro de Estado de Minas e Energia / *Ministry of Mines and Energy*

*By releasing the **Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE 2021**, the final result of an iterative process of energy planning based on studies prepared by EPE (Energy Research Office), the Ministry of Mines and Energy acknowledges the massive collaboration received through the public consultation held between September 24<sup>th</sup> and October 31<sup>st</sup>, 2012, attended by civil society organizations, government agencies, companies and agents in the energy sector.*

*Brasília, January 2013.*

## CONTEÚDO / TABLE OF CONTENTS

<b><i>I – DEMANDA DE ENERGIA / ENERGY CONSUMPTION</i></b> .....	<b>8</b>
ELETRICIDADE/ELECTRICITY .....	11
GÁS NATURAL / NATURAL GAS.....	13
<b><i>II – OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY &amp; TRANSMISSION</i></b> .....	<b>16</b>
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY .....	16
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER TRANSMISSION.....	32
<b><i>III – PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS / OIL, GAS &amp; BIOFUELS</i></b> .....	<b>37</b>
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL / OIL AND GAS .....	37
DERIVADOS DE PETRÓLEO / PETROLEUM PRODUCTS .....	39
GÁS NATURAL / NATURAL GAS.....	47
OFERTA DE BIOCMBUSTÍVEIS / BIOFUELS AND BIOMASS .....	49
<b><i>IV – ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE / SOCIOENVIRONMENTAL AND SUSTAINABILITY ISSUES</i></b> .....	<b>56</b>
EMISSÕES DE GEE / GHG EMISSIONS.....	56
ANÁLISE AMBIENTAL / ENVIRONMENTAL ANALYSIS.....	58
<b><i>V – SÍNTESE EXECUTIVA</i></b> .....	<b>68</b>
CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS / MAIN RESULTS.....	72
<i>Lista de Tabelas</i> .....	78
<i>List of Tables</i> .....	78
<i>Lista de Figuras</i> .....	79
<i>List of Figures</i> .....	79

## I – DEMANDA DE ENERGIA / ENERGY CONSUMPTION

Comparativamente ao PDE anterior, considerou-se na projeção de demanda de energia um ritmo de crescimento da economia um pouco inferior no primeiro quinquênio, bem como a revisão para baixo no cenário de expansão dos segmentos industriais eletrointensivos, nomeadamente no caso das indústrias de alumínio primário e de soda-cloro.

A projeção consolidada do consumo final energético resultou em uma elasticidade-renda de 1,01, com trajetória descendente, refletindo a premissa de eficiência energética crescente ao longo do horizonte decenal. De modo similar, a elasticidade do consumo de eletricidade no horizonte decenal é de 1,04.

Na análise desagregada por fonte, destaca-se a forte expansão do consumo de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel), cuja participação se eleva de 5,7% em 2012 para 9,6% em 2021, mesmo com a revisão para baixo na produção absoluta de etanol em relação ao PDE anterior.

Os biocombustíveis (incluindo-se aos líquidos, o bagaço de cana, a lixo, a lenha e o carvão vegetal, entre outros) aumentam sua participação no decênio, passando de 29,3% para 33,3%. Vale destacar a queda na participação da lenha em decorrência principalmente de menor consumo anual per capita em comparação com o PDE anterior, chegando a 230 kg/hab no horizonte decenal.

*Compared to the previous Energy Expansion Plan (PDE in Portuguese), the energy consumption forecast reflects the assumption of a lower economic average growth rate and, as a result, a downward revision in the expansion of some important electricity consumer industrial segments (e.g, aluminium and the segment of chloride-sodium products).*

*The resultant income-elasticity of energy consumption is 1.01 (and lower in the second-half of the horizon due to increasing energy efficiency along the ten-year horizon). Similarly, the income-elasticity of electricity consumption is 1.04.*

*The main highlight in the energy consumption ten-year forecast is the increase in the share of liquid biofuels (ethanol and biodiesel) in the final energy consumption from 5.7% in 2012 to 9.6% in 2021.*

*The biofuels total share (which additionally includes sugar cane bagasse, firewood, charcoal, etc.) rises four percentage points in the period up to 33.3%. In contrast, less firewood consumption is expected in the final of 2021.*



Com relação aos derivados de petróleo, continua se observando queda expressiva de participação no consumo final energético nacional, de 40,1%, em 2012, para 34,8%, em 2021.

As sinalizações de crescimento da siderurgia continuam a incrementar a participação do carvão mineral (incluindo coque) na matriz energética do País, que aumenta de 5,0% para 5,5% no horizonte deste PDE.

A participação da eletricidade na matriz se mantém praticamente constante, passando de 18,1% para 18,3% entre 2012 e 2021, quando no PDE anterior perdia participação. A principal diferença reside nas premissas de autoprodução no setor energético, nomeadamente nos segmentos de produção de etanol e de exploração e produção de petróleo e gás natural. A autoprodução de energia elétrica nestas indústrias deverá apresentar expansão significativa no horizonte decenal.

Já em relação ao gás natural, a participação deste energético alcança 8,1% do consumo final energético em 2021. Considerando o uso não energético do gás natural (fertilizantes e refinarias) e o uso para geração de eletricidade, a expansão é ainda mais significativa.

A Tabela 1 apresenta a projeção do consumo final energético brasileiro desagregado por fonte. A projeção do consumo final energético já incorpora os ganhos de conservação crescentes no período (Tabela 2). A energia elétrica conservada de 48 TWh em 2021 corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 10.000 MW. O volume de combustível poupado em 2021 é equivalente a cerca de 410 mil barris por dia, ou aproximadamente 20% do consumo de petróleo no País em 2011.

*On the other hand, the share of the consumption of liquid fuels (in particular, gasoline, LPG and diesel) in the final energy consumption decreases from 40.1% in 2012 to 34.8% in 2021.*

*The coal share in the national energy balance increases from 5.0% to 5.5% mainly due to the steel industry perspectives in the ten-year horizon.*

*Electricity maintains its share of approximately 18% throughout the ten-year period. The significant expansion of the electricity self-production in the energy sector (e.g., ethanol and the production of oil and gas, in particular in the Pre-Salt area) changes the conclusion of the reduction of the electricity share in the energy balance that reached the previous PDE.*

*Natural gas increases its share in the final energy consumption from 7.5% to 8.1%. When considering its non-energy use (fertilizers and as input in the refining process) the growth of natural gas consumption is even more significant.*

*Table 1 summarizes the final energy consumption in the ten-year horizon. In the energy demand forecast it was considered the impact of energy efficiency measures that will be responsible for approximately 6.5% of energy conservation in 2021, as shown in Table 2. Saved electricity consumption corresponds to 48 TWh in 2021 which represents the annual production of a 10,000 MW hydropower plant. The saved fuel consumption by 2021 is equivalent to 410 thousand barrels per day, or 20% of the domestic oil consumption in 2011.*

**Tabela 1 – Consumo final energético**  
**Table 1 – Final Energy Consumption**

Fonte / <i>Energy Source</i>	Unidade / <i>Unit</i>	2012	2016	2021
Gás Natural / <i>Natural gas</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /day	17.867	22.808	29.414
Carvão Mineral e Coque / <i>Coal and coke</i>	10 <sup>3</sup> t	12.000	15.827	20.016
Lenha / <i>Firewood</i>	10 <sup>3</sup> t	12.961	13.726	14.754
Carvão Vegetal / <i>Charcoal</i>	10 <sup>3</sup> t	5.733	7.199	7.447
Bagaço de Cana-de-açúcar / <i>Sugar Cane Bagasse</i>	10 <sup>3</sup> t	29.032	39.367	50.010
Eletricidade / <i>Electricity</i>	GWh	43.011	53.232	66.544
Etanol / <i>Ethanol</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	11.353	21.158	31.655
Biodiesel	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	2.339	2.865	3.408
Outras Fontes / <i>Other Energy Sources</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	8.309	10.871	13.925
Derivados de Petróleo / <i>Oil Products</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	95.637	107.003	126.626
Óleo Diesel / <i>Diesel Fuel</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	44.435	54.440	64.747
Óleo Combustível / <i>Fuel Oil</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	5.211	5.863	6.723
Gasolina / <i>Gasoline</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	22.512	19.603	22.350
GLP / <i>Liquefied Petroleum Gas (LPG)</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	8.238	9.168	10.379
Querosene / <i>Kerosene</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	3.710	4.550	5.760
Outros / <i>Others</i>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	11.531	13.380	16.667

Fonte / *Source*: EPE.

**Tabela 2 – Consumo de energia e eficiência energética**  
**Table 2 – Energy Consumption and Energy Efficiency**

Consumo / <i>Consumption</i>	Eletricidade / <i>Electricity</i> (GWh)			Energia / <i>Energy</i> (10 <sup>3</sup> tep/10 <sup>3</sup> toe)		
	2012	2016	2021	2012	2016	2021
Sem Conservação / <i>Without Conservation</i>	503.372	636.856	821.886	239.406	302.830	388.490
Energia Conservada / <i>Saved Energy</i>	3.249	17.874	48.124	1.163	8.773	24.693
Energia Conservada / <i>Saved energy, %</i>	0,6	2,8	5,9	0,5	2,9	6,4
Consumo Final / <i>Final consumption</i>	500.123	618.982	773.762	238.243	294.057	363.798
<b>Conservação por setor / <i>Conservation by sector</i></b>						
Indústria / <i>Industry</i>	1.855	8.106	17.907	732	5.056	13.763
Transportes / <i>Transport</i>	17	103	289	298	2.762	8.036
Comercial / <i>Commercial</i>	443	2.381	5.826	40	222	561
Residencial / <i>Residential</i>	691	5.239	17.517	59	451	1.507
Outros / <i>Others</i>	243	2.045	6.585	34	282	826

Notas / *Obs.*: (1) Consumo total de energia corresponde ao consumo total de eletricidade somado ao consumo de combustíveis de todos os setores excluindo, no caso dos combustíveis, o consumo do setor residencial. / *Total energy consumption corresponds to electricity consumption and fuel consumption of all sectors, except fuel consumption in the residential sector.*

(2) Indústria inclui setor energético. / *The industry sector includes the energy production sector.*

(3) O setor residencial compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais / *It includes rural dwellings.*

(4) Outros setores incluem o setor público, agropecuário e outros / *Others include public sector, agriculture, livestock, etc.*

Fonte / *Source*: EPE.

## ELETRICIDADE / ELECTRICITY

O consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) atingirá 656 TWh ao fim de 2021, com taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,2% ao ano (Tabela 3).

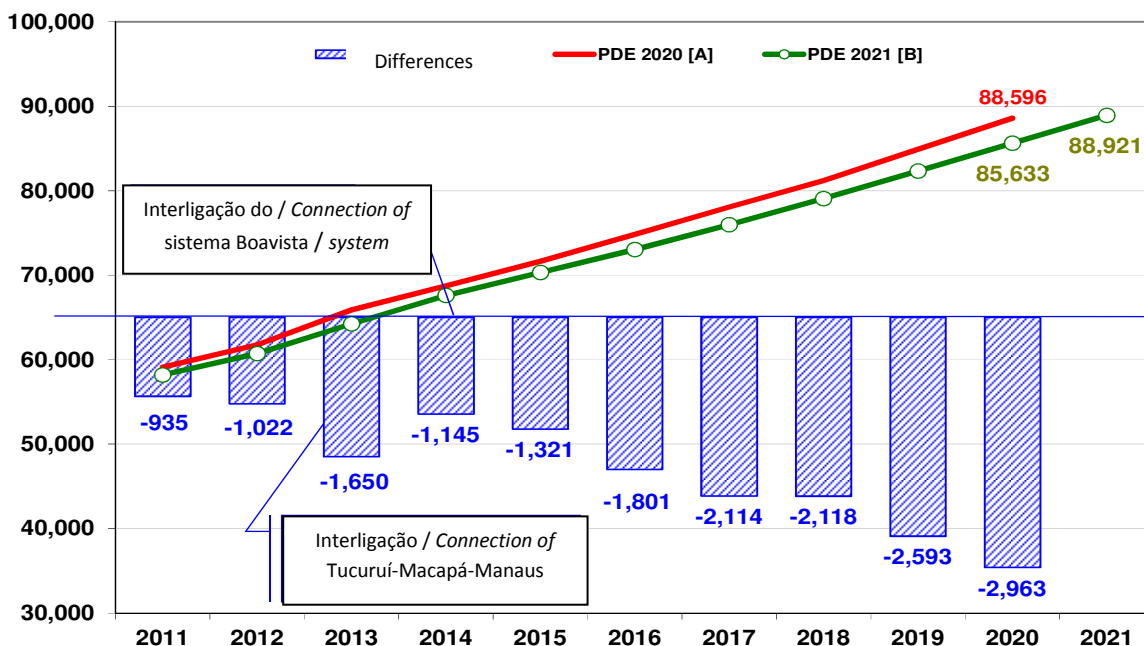
Em relação ao PDE passado, a diferença da projeção de carga de energia no SIN (Figura 1) é devida a uma trajetória de crescimento econômico inferior nos primeiros cinco anos e pela revisão do cenário de expansão das grandes cargas industriais. Foi desconsiderada qualquer expansão de alumínio primário no subsistema Norte, assim como qualquer expansão de soda-cloro no País.

*Electricity consumption in the grid is expected to grow at an average rate of 4.2% per year, reaching 656 TWh in 2021. (Table 3).*

*Compared to the forecast of the previous Energy Expansion Plan, the electricity load in the National Grid is lower (Figure 1), reflecting the lower economic growth rate and the downward revision in the forecast of the industrial load expansion. It is important to mention that it was consider no expansion neither in the chlorine industry nor in the primary aluminium industry in the North electrical region.*

**Figura 1 – Carga de energia no SIN: PDE 2021 versus PDE 2020**  
**Figure 1 – Load in the National Grid: Current vs. Previous Forecast**

MW médios /  
Average MW



Notas / Obs.: (1) LT Tucuruí-Macapá-Manaus em operação a partir de janeiro de 2013 (PDE 2020) e a partir de julho de 2013 (PDE 2021). / The connection of the region of Tucuruí-Macapá-Manaus, expected by January, 2013 in the PDE 2020, is now expected to occur by July 2013.  
 (2) Considera-se no PDE 2021 a interligação do sistema Boavista ao subsistema Norte a partir de outubro de 2014. / The connection of the region of Boavista is expected by October, 2014.

Fonte/Source: EPE.

Em termos de classe de consumo, a classe comercial apresenta a maior expansão. A indústria reduz a sua participação no consumo de energia na rede, apresentando taxa de crescimento pouco inferior à média.

Em termos de subsistema elétrico (Tabela 4), o maior crescimento do consumo ocorre no subsistema Norte, atribuído ao efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, sobretudo, da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, além do sistema Boavista.

*By consumer type, the commercial sector shows the highest electricity consumption growth rate. Industry, in turn, reduces its share in total consumption, growing at a lower rate than the average rate.*

*The regional disaggregation of the electricity consumption forecast (Table 4) shows that the North electrical subsystem will have the largest growth rate due to industrial load expansion and especially the interconnection of the Tucuruí-Macapá-Manaus region and the Boavista region.*

**Tabela 3 – Consumo de eletricidade na rede por Classe de Consumidor**  
**Table 3 – Electricity Consumption in the Grid by Consumer Type**

Ano / Year	Residencial / Residential	Industrial	Comercial / Commercial	Outros / Others	Total
	GWh				
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Variação (% ao ano) / CAGR					
2012-2016	4,6	4,2	5,6	2,6	4,3
2017-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2012-2021	4,5	3,8	5,8	3,1	4,2

Fonte / Source: EPE.

**Tabela 4 – Consumo de eletricidade na rede, por subsistema**  
**Table 4 – Electricity Consumption in the Grid by Electrical Subsystem**

Ano / Year	Subsistema / Electrical Subsystem				SIN / National Grid	Sistemas Isolados / Nonconnected to the Grid	Brasil
	Norte / North	Nordeste / Northeast	Sudeste/CO / Southeast + Midwest	Sul / South			
GWh							
2012	31.720	62.230	273.074	74.988	442.012	7.656	449.668
2016	47.128	74.843	323.414	87.392	532.777	1.764	534.541
2021	57.725	95.087	394.688	106.333	653.833	2.257	656.090
Variação (% ao ano) / CAGR							
2012-2016	9,5	4,6	4,3	3,3	4,6	-24,5	4,3
2017-2021	4,1	4,9	4,1	4,0	4,2	5,1	4,2
2012-2021	6,8	4,7	4,2	3,6	4,4	-11,0	4,2

Nota / Obs.: Considera a interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus a partir de julho de 2013, e a interligação do sistema Boavista a partir de outubro de 2014. / The National Grid includes the connection of the system of the region of Tucuruí-Macapá-Manaus by July, 2013 and the system of the region of Boavista in October, 2014.

Fonte / Source: EPE.

## GÁS NATURAL / NATURAL GAS

Em termos de competitividade, admite-se ligeira vantagem ao gás natural em relação ao óleo combustível.

Em 2021, estima-se que o consumo final energético de gás natural (exclusive setor energético) ultrapasse 65 milhões de m<sup>3</sup> por dia (Tabela 5).

Em comparação com o PDE anterior, o consumo final energético de gás natural se expande menos no PDE 2021 (Figura 2), tendo em vista, as revisões de classificação na alocação de consumo em particular no setor industrial, além da redução da perspectiva de crescimento econômico.

*The forecast of the final energy consumption of natural gas is based on the assumption of (slightly) competitive relative price of the natural gas (in comparison with fuel oil) for industrial consumers.*

*In 2021, it is expected the final energy consumption of natural gas reaches 65 million of cubic meters/day (Table 5), not considering the consumption in the energy sector.*

*Comparing to the forecast of the previous PDE (Figure 2), the final energy consumption of natural gas path is lower due to the lower economic growth and a downward revision in some industrial consumption.*

**Tabela 5 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural**  
**Table 5 – Natural Gas Consumption by Region**

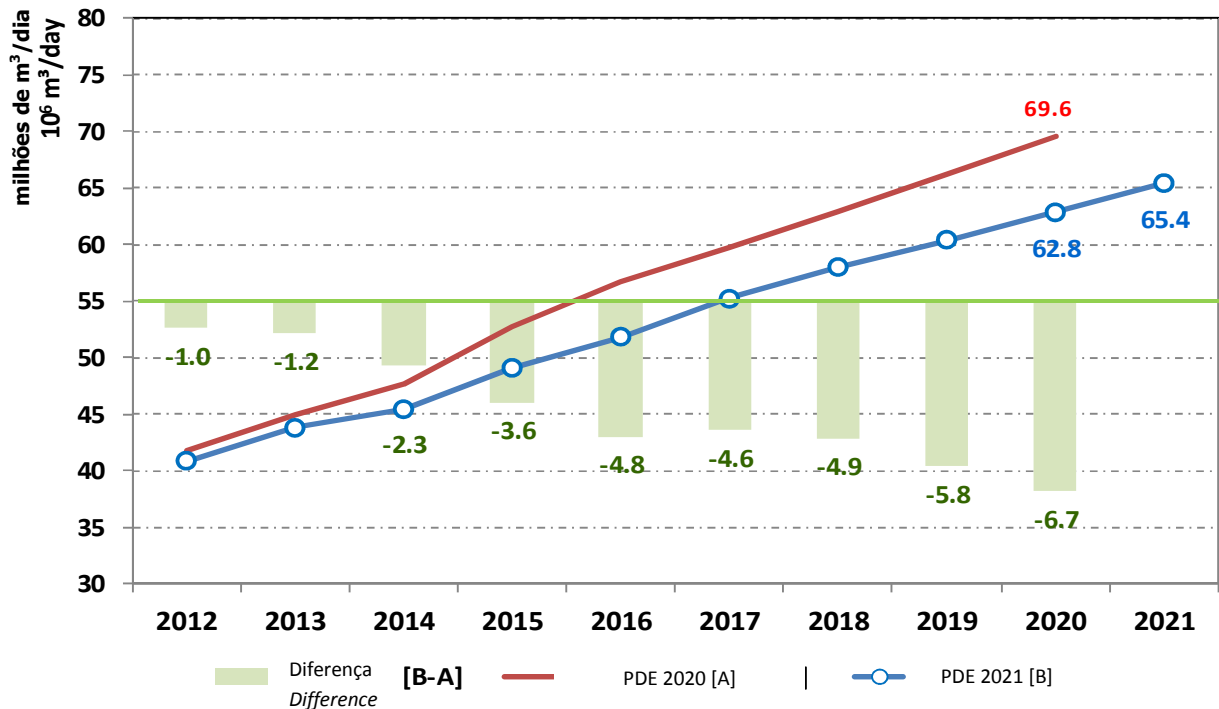
Ano / Year	mil m <sup>3</sup> /dia (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /day)					Brasil
	Norte / North	Nordeste / Northeast	Sul / South	Sudeste / Southeast	Centro-Oeste / Midwest	
2012	45	6.832	3.690	30.016	327	40.910
2016	274	8.933	4.971	36.819	864	51.861
2021	447	11.536	6.352	45.974	1.118	65.427
Variação (% ao ano) / CAGR						
2011-2016	146,7	7,3	8,5	5,4	29,0	6,3
2016-2021	10,3	5,2	5,0	4,5	5,3	4,8
2011-2021	64,9	6,3	6,7	5,0	16,6	5,5

Nota / Obs.: Inclui consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras e consumo termelétrico / *Natural gas consumption includes consumption in all sectors, except in the energy sector, cogeneration, in the downstream of the Petrobras system, in thermal power plants and as an input in the industry.*

Fonte / Source:

EPE.

**Figura 2 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2021 versus PDE 2020**  
**Figure 2 – Final energy consumption of natural gas: Current vs. Previous Forecast**



Nota / Obs.: Inclui consumo nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, como matéria-prima, cogeração, consumo "downstream" do sistema Petrobras e consumo termelétrico. / Natural gas consumption includes consumption in all sectors, except in the energy sector, cogeneration, in the downstream of the Petrobras system, in thermal power plants and as an input in the industry.

Fonte / Source: EPE.

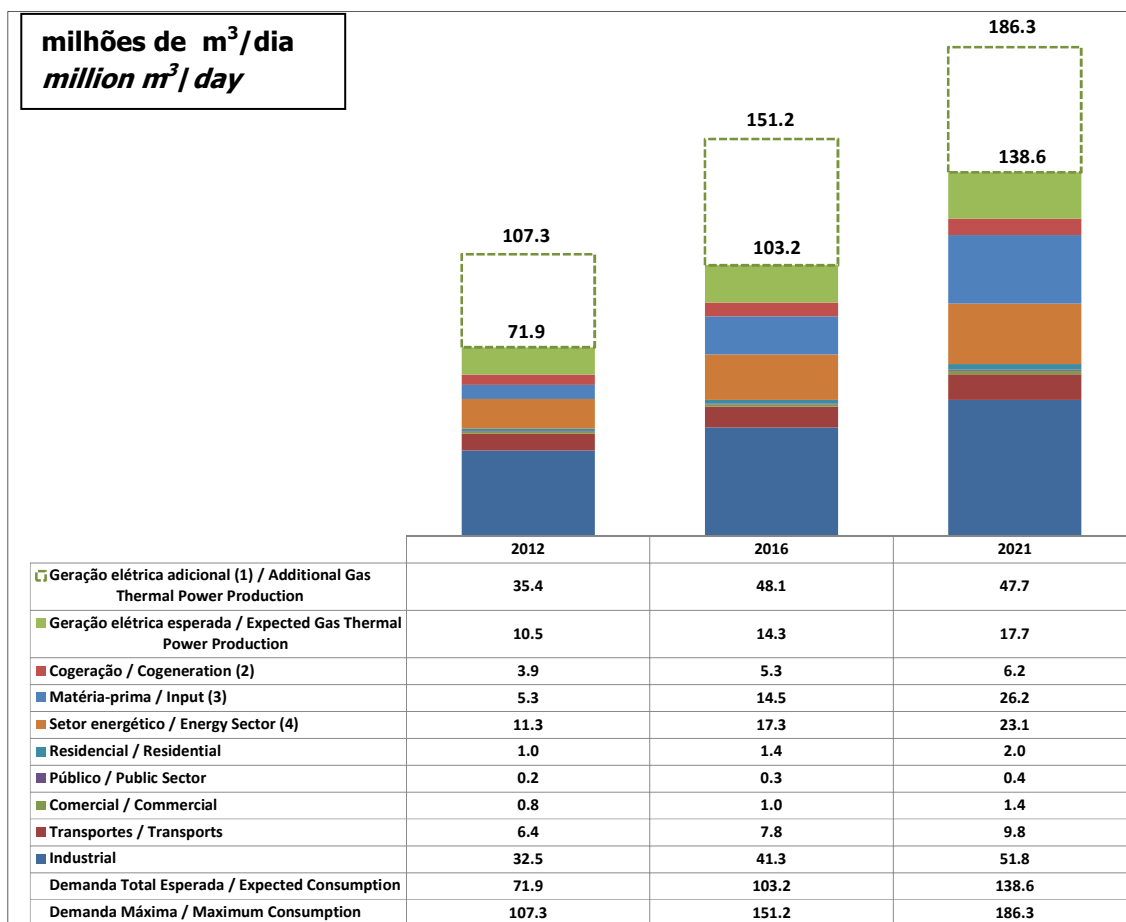
Em termos médios, espera-se que sejam adicionados cerca de 67 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2021, dos quais 30% utilizados como consumo não-energético em refinarias e unidades de fertilizantes. Assim, do total de 139 milhões de m<sup>3</sup> diários em 2021, aproximadamente 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia são requeridos na produção termoelétrica esperada. Considerando o nível máximo de despacho térmico, a demanda total de gás natural em 2021 seria de 186 milhões de m<sup>3</sup>/dia (máxima diária). Cabe ressaltar que este total não inclui o consumo proveniente das atividades de E&P (ver Figura 3)<sup>1</sup>.

Considering the expected generation of the thermal power plants (equivalent to a consumption of natural gas of almost 18 million of m<sup>3</sup>/day), it is expected an amount of 139 million of m<sup>3</sup>/day of natural gas consumption in 2021. 30% of the additional consumption is due to non-energy consumption in refineries and fertilizer plants. When all thermal power plant production is totally required for power production, an additional 50 million m<sup>3</sup>/day of natural gas is necessary (Figure 3)<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Para obter o consumo total de gás natural, deve-se levar em conta o despacho das termelétricas a cada ano. Nas projeções do PDE, são considerados os despachos esperado e máximo (condicionado pelas restrições técnicas de produção) do parque termelétrico. Nos dois casos, adiciona-se ainda o uso de gás natural no próprio setor energético, como matéria prima nas refinarias e em unidades de fertilizantes, na cogeração e também na geração de energia elétrica. Cabe ressaltar que este total não inclui o consumo proveniente das atividades de E&P.

<sup>2</sup> To obtain the total consumption of the natural gas it is important to consider the hydrothermal nature of the Brazilian Power System. The thermal power plants in the centralized dispatch produce electricity in complementation to the hydro power plant generation. For the sake of consumption of the natural gas, two forecasts are considered: (i) one for the expected generation of the thermal power plants, (ii) and the other considering the generation in the case the thermal power plants produce at the maximum, taking into account all technical constraints. In both cases, the consumption of natural gas as an input in the industry (e.g., chemical industry), in the Petrobras natural gas processing plants, and in cogeneration are also considered. On the other hand the consumption in the E&P activities are not considered in the forecasts.

**Figura 3 – Consumo total de gás natural**  
**Figure 3 – Final energy consumption of natural gas**



Notas/ Obs: (1) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada. / It corresponds to the difference between the maximum and the expected natural gas thermal power production.  
 (2) Inclui cogeração industrial e comercial. / It includes industrial and comercial cogeneration.  
 (3) Inclui o consumo como insumo em refinarias (produção de hidrogênio) e unidades de fertilizantes. / It includes consumption in oil refineries (for hydrogen production) and fertilizer plants.  
 (4) Inclui refinarias e compressão em gasodutos. Não inclui consumo em atividades de E&P. / It includes consumption in oil refineries and compression in gas pipelines. It does not include consumption in E&P activities.

Fonte / Source: EPE.

## II – OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY & TRANSMISSION

### GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY

A principal diretriz da expansão da geração de energia elétrica tem sido a priorização da participação das fontes renováveis de energia para atender ao crescimento do consumo de energia elétrica no horizonte decenal. Ademais, são considerados na composição da oferta de geração os empreendimentos com viabilidade técnica, econômica e socioambiental, em diversos estágios de desenvolvimento, e com reais possibilidades de início de operação no horizonte do estudo.

O planejamento da expansão da oferta de energia baseia-se em um critério econômico, qual seja, a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, sendo que para este PDE 2021, adotou-se o valor de CME igual a R\$ 102,00/MWh e um critério de segurança no qual o risco de déficit não deve ultrapassar os 5% dos cenários hidrológicos, em cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Para as simulações energéticas, foi utilizado o modelo NEWAVE<sup>3</sup>, com a simulação de 2.000 cenários hidrológicos. Além disso, o custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 3.100,00/MWh e a taxa de desconto foi de 8% ao ano, em termos reais.

*The reference scenario of the power capacity expansion in the next 10 year aims at subsidizing the power auctions necessary to attend load demand under the premises of security supply and environmental and social sustainability.*

*Under the main guideline of prioritization of renewable energy source, power expansion is the result of two conditions: an economic equilibrium condition in which the Marginal Cost of (the system) Operation (CMO) equals the Marginal Cost of Expansion (CME), and a security condition in which the deficit risk rate shall not be superior to 5% of the inflow scenarios in any electrical subsystem in the National Grid.*

*Based on the outcomes of the power auctions in the last five years, the CME was set at R\$ 102/MWh. It was assumed the cost of the supply shortage at R\$ 3,100/MWh and the real average discount rate at 8% per year.*

*For the reference case of the power expansion, it was considered a portfolio of power plant projects likely to start operational phase in the ten-year horizon given its technical, economical and environmental characteristics.*

*To simulate the 2,000 hydrological inflows, the NEWAVE model<sup>4</sup> was used.*

<sup>3</sup> Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Neste Plano, os estudos foram elaborados com a versão 16.8 deste modelo, última versão validada em Força Tarefa – Newave, sob coordenação do ONS e CCEE, à época da realização deste Plano.

<sup>4</sup> The NEWAVE model was developed by CEPEL, and it consists of an optimization model for the centralized dispatch of the power plants in the Brazilian Power System. The 16.8 version of the model was used, which was validated by the Task Force under the coordination of ONS and CEPEL during the elaboration of this Energy Expansion Plan.



## Configuração Atual do Sistema Elétrico / Initial Configuration of the Power System

Para fins das simulações energéticas deste Plano somente foram considerados os empreendimentos de geração constantes do SIN, cuja capacidade instalada, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava 115.162 MW em 31/12/2011<sup>5</sup>. A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada na Tabela 6.

No horizonte deste Plano considerou-se a interligação de três sistemas que atualmente estão isolados: Manaus, Amapá e Boa Vista. No âmbito deste estudo, esses sistemas foram considerados como um subsistema adicional, conectado ao subsistema Norte, com previsão de operação para julho de 2013 (Manaus e Amapá) e fevereiro de 2015 (Boa Vista). Com a inauguração dessas interligações, todas as capitais do Brasil farão parte do SIN. Além disso, essas interligações viabilizam a construção de hidrelétricas em rios localizados na margem esquerda do rio Amazonas, cujo regime hidrológico é praticamente complementar ao resto do país.

A Figura 4 mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas, detalhando a forma prevista ao final do horizonte do estudo na simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações representadas em traços pontilhados estão previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2012-2021).

*For the simulation in this section, the initial configuration of the power system refers to power plants in the National Grid and the electricity imports from UHE Itaipu, which represented a 115,162 MW power capacity system in December, 31<sup>st</sup> of 2011.<sup>6</sup> Table 6 shows the installed capacity disaggregated by energy source in that date.*

*In the next ten years it is expected 3 electrical systems to be connected to the National Grid in the North subsystem: The Manaus system and the Amapá system in July, 2013 and the Boa Vista system in February, 2015. After this, all Brazilian state capitals will be connected to the National Grid. Besides, these connections will eventually allow the connections of hydropower plants in the left bank of the Amazon river, an important addition to the power capacity due to the fact that its hydrological inflow regime is complementary to the rest of the country.*

*Figure 4 shows the configuration of the transmission system used in the simulations. The solid lines represent the existing transmission lines while the dotted lines represent connections expected to enter in the National Grid in the period from 2012 to 2021.*

<sup>5</sup> De acordo com a ANEEL, a capacidade instalada total no Brasil atingiu 117.000 MW em 31/12/2011. Esse total engloba, além das geradoras do SIN, aquelas instaladas nos sistemas isolados e para a autoprodução, mas não inclui a parcela de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

<sup>6</sup> According to ANEEL, total installed power capacity in Brazil amounted at 117,000 MW in December, 31<sup>st</sup> of 2011, which considers power capacity in non-connected systems and self-production (which refers to power generation to attend local consumption, without using transmission grid or distribution grid. In the simulations, self-production is subtracted from total electricity load) but it does not include electricity imports from UHE Itaipu.

**Tabela 6 – Capacidade Instalada por tipo de fonte em 31/12/2011 no SIN**  
**Table 6 – Installed Capacity at the National Grid in December, 2011**

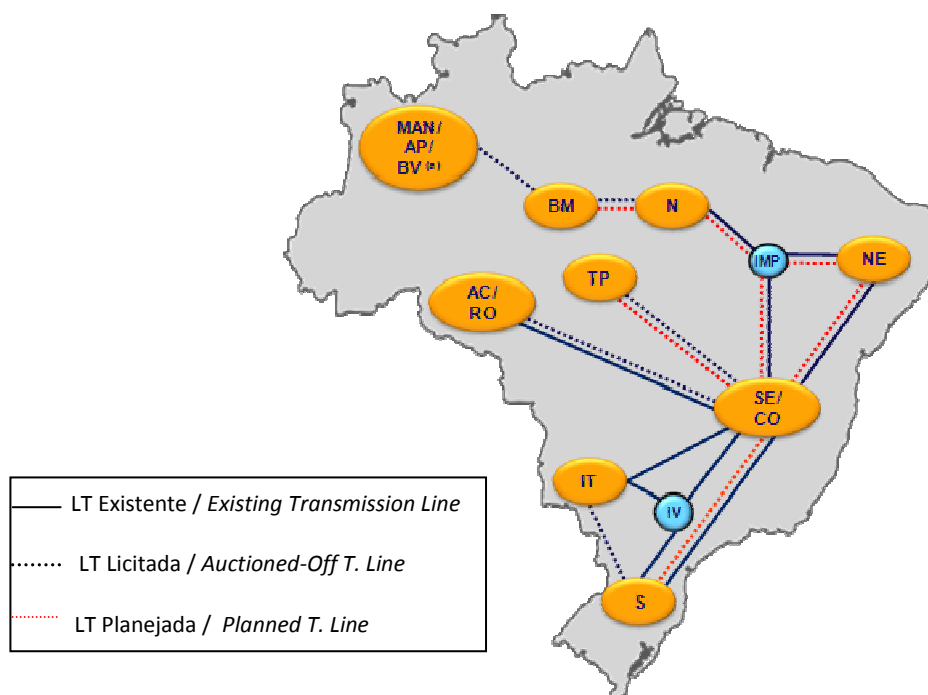
Fonte / Source	MW	Participação / Share (%)
Hidráulica / Hydro <sup>(1)</sup>	77.001	67,0
Térmica / Thermal	16.166	14,0
Nuclear	2.007	2,0
Outras Fontes Renováveis / Other Renewables <sup>(2)</sup>	13.713	12,0
Importação Contratada / Imports <sup>(3)</sup>	6.275	5,0
<b>Total</b>	<b>115.162</b>	<b>100,0</b>

Notas / Obs.: (1) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu. / It includes the Brazilian share in UHE Itaipu.

(2) Inclui 1MW de usina solar em operação. / It includes 1MW of a solar power plant in operation.

(3) Importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio. / Imports from the UHE Itaipu (Paraguay's share).  
 Fonte / Source: ONS.

**Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas**  
**Figure 4 – Configuration of the Main Interconnections in the National Grid**



<sup>(a)</sup> Expansion of Roraima system is under study.

**Legenda / Legend**

<b>SE/CO</b> - Sudeste/Centro-Oeste / Southeast/Midwest	<b>IT</b> - Itaipu
<b>S</b> - Sul / South	<b>AC/RO</b> - Acre/Rondônia
<b>NE</b> - Nordeste / Northeast	<b>BM</b> - Belo Monte
<b>N</b> - Norte / North	<b>TP</b> - Teles Pires/Tapajós
<b>MAN/AP</b> - Manaus/Amapá/Boa Vista	<b>IMP</b> - Imperatriz
<b>IV</b> - Ivaiporã	

Fonte / Source: EPE.

## Expansão da Geração / The Expansion of the Power System

No horizonte decenal, espera-se uma expansão de aproximadamente 66 GW na capacidade instalada no SIN, a uma taxa média de expansão de 4,6% ao ano. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste responde por 59% desse incremento.

O elenco de usinas hidrelétricas e termelétricas em construção, em motorização e já contratadas foi considerado como oferta inicial deste Plano, com as datas consolidadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Para a composição da oferta de geração, foram consideradas informações sobre as próximas licitações de usinas com estudos de inventário aprovados e de viabilidade em conclusão, bem como uma análise do potencial de geração por meio de energias renováveis. No último ano do horizonte, optou-se por indicar a expansão do parque gerador com termelétricas a gás natural, atrelada à disponibilidade e competitividade dos projetos de gás natural nos futuros leilões para compra de energia nova.

Como resultado, espera-se que, no SIN, a capacidade instalada atinja 182 GW em 2021 (Figura 5).

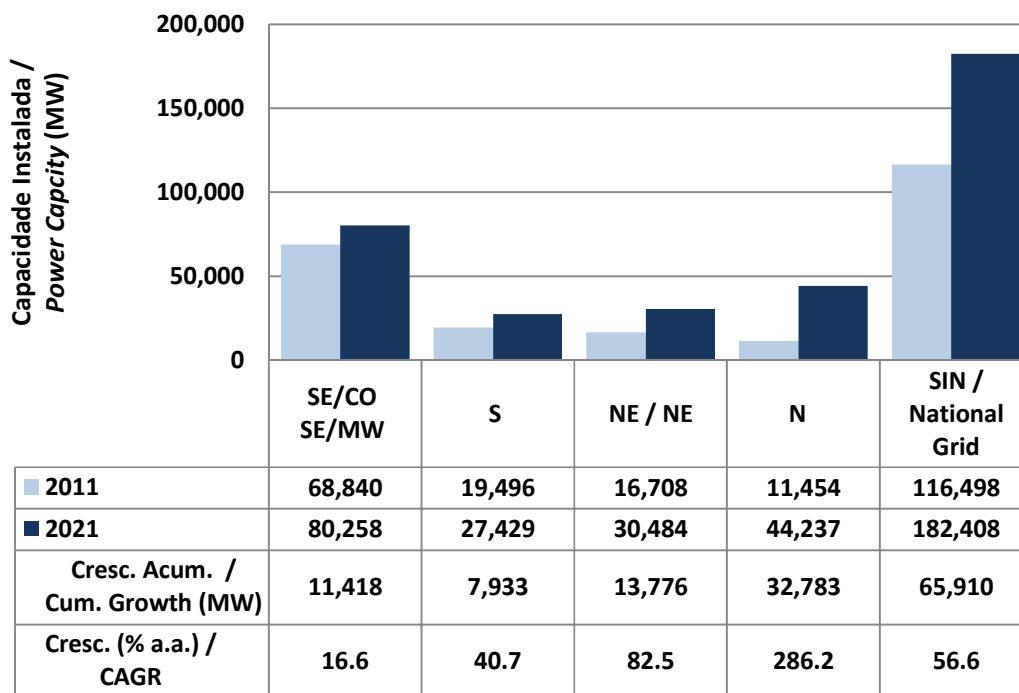
*It is expected an increase of approximately 66 GW in total installed capacity in the ten-year horizon, at 4.6% annual growth rate. The subsystem of Southeast/MidWest represents 59% of this increase.*

*Especially in the case of the first years, power expansion is determined by the three-year-ahead and five-year-ahead power auctions already occurred in the last years. In this case, these power plants enter in the initial configuration of the system at the dates stipulated in the concession contracts or authorization acts, both consolidated in the Electricity Monitoring Committee (CMSE) schedule.*

*Information about the licensing process of power plants and the potential of renewable sources was considered in the portfolio of potential entrants, under the guideline of indication of a power expansion predominantly by renewable sources. In the last year of the forecasting horizon, however, it was considered a deployment of a natural gas UTE, given the assumption that natural gas prices are competitive, reflecting favorable supply conditions in the future.*

*As a result, installed capacity in the National Grid is expected to reach 182 GW in 2021 (Figure 5).*

**Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétricas indicativas**  
**Figure 5 – Evolution of the Installed Capacity in the National Grid**



Notas / Notes: (a) Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai. / In the SE/MW it is included imports from Itaipu (Paraguay share).

(b) Considera a capacidade já em operação comercial nos sistemas isolados que serão interligados ao SIN no horizonte do estudo deste plano. / In the N Subsystem, power capacity includes power capacity actually in the non-connected system that will be connected in the horizon 2012-2021.

Fonte / Source: EPE.

Desta expansão, destaca-se a elevação da participação da região Norte, cuja capacidade instalada em relação ao SIN passa de 10%, no final de 2011, para 24% em 2021, totalizando aproximadamente 33 GW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, há uma redução de 59% para 44% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista na ordem de 11 GW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará 66 GW ao SIN, representando um acréscimo de 57% na oferta de eletricidade.

*It is worth to mention that the North Subsystem Power Capacity is expected to increase significantly its share from 10% in 2011 to 24% in 2021 (Figure 6), an expansion of approximately 33 GW of capacity. In turn, the Southeast-Midwest Subsystem (including UHE Itaipu) share decreases from 59% to 44% of total installed power capacity, in spite of an expected expansion of 11 GW of capacity in the ten-year horizon. Overall, in the ten-year horizon an expansion of 66 GW is expected to be installed, a 57% of cumulative growth in electricity supply.*

A Figura 6 ilustra a expansão contratada e a planejada por tipo de fonte.

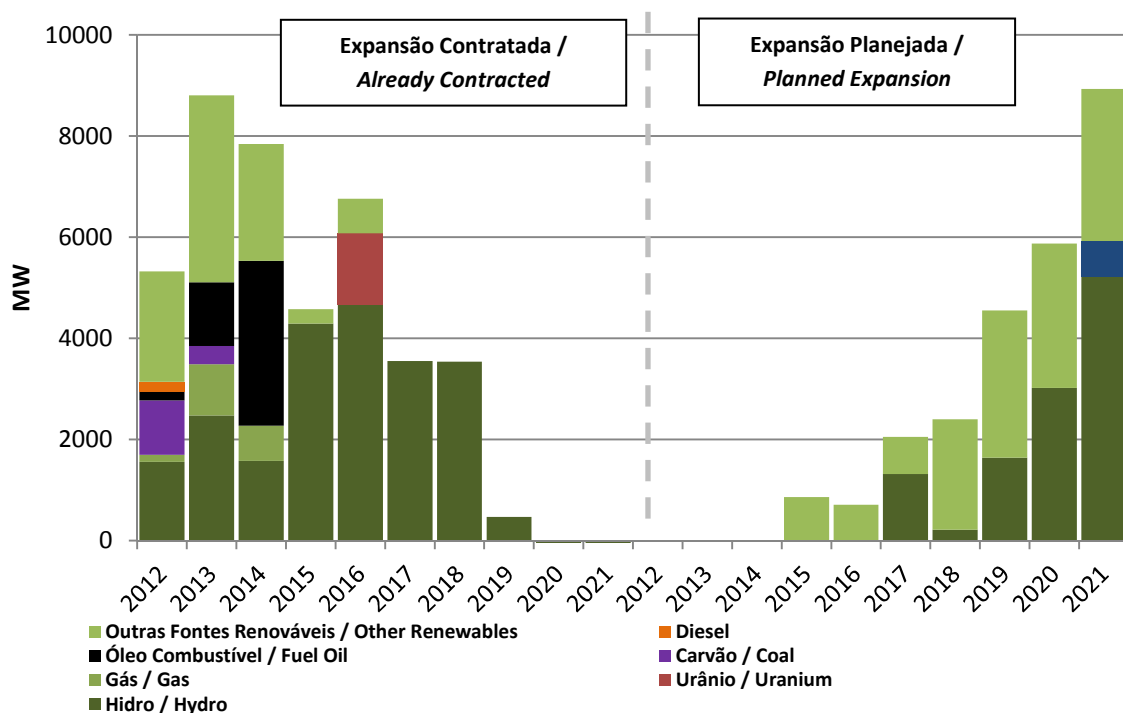
A concretização deste Plano com esta composição de fontes na expansão planejada depende principalmente da obtenção de Licenças Prévia Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei.

*Power expansion can be divided into two main groups: the power plants already contracted in past auctions and to start operations during the next ten-year period and the indicative power plants – the planned expansion.*

*As Figure 6 shows, most of the power expansion needed to attend the expected future load growth is already contracted (40,533 MW) in past power auctions. A remaining 25,377 MW power capacity is expected to be contracted in the future power auctions.*

*Finally, it is worth to mention that planned expansion heavily depends on the Environmental Pre-License Process, given that each future UHE needs its Environmental Pre-License to be eligible to take part in the power auctions.*

**Figura 6 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte**  
**Figure 6 – Increase in Power Capacity by Energy Source: Contracted and Planned**



Fonte / Source: EPE.

## Expansão Hidrelétrica / The UHE Capacity Expansion

As usinas hidrelétricas ainda apresentam grande potencial a ser explorado e suficiente para permanecer como a fonte predominante no atendimento à crescente demanda de eletricidade do país. Especialmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos concluídos apontam que projetos importantes poderão ser viabilizados nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental, que normalmente impõe estágios de desenvolvimento extensos. Destaca-se que a geração hidrelétrica é uma tecnologia muito madura e seu preço tem sido o mais baixo dentre as fontes disponíveis no país, contratada nos últimos leilões de expansão do sistema.

Em relação à expansão hidrelétrica, além dos projetos já contratados e em implantação, devem entrar em operação, a partir do ano 2017, os projetos hidrelétricos indicados neste Plano, a serem licitados, que somam 19.673 MW. No entanto, devido ao longo período de motorização de alguns empreendimentos de grande porte, esta capacidade total deverá estar disponível para atendimento ao SIN no ano de 2024 (Figura 7).

Considerando o cronograma de motorização de cada empreendimento, a capacidade geração hidráulica aumentará de 84 GW,<sup>7</sup> aproximadamente, para 117 GW em 2021.

*Despite the augmenting social and environmental issues involved in the construction of UHE, the hydro energy source still presents a significant potential to be explored in an amount sufficient to maintain the predominant energy source in the Brazilian electricity balance. The recent-finished inventories in the river basins of the Midwest region and North region are very promising in pointing out important projects to be explored in the next years. Needless to say, even internalizing the social and environmental costs, hydro generation is a well-known, dominated power technology and it has been very competitive in Brazil, as the last auction outcomes have shown.*

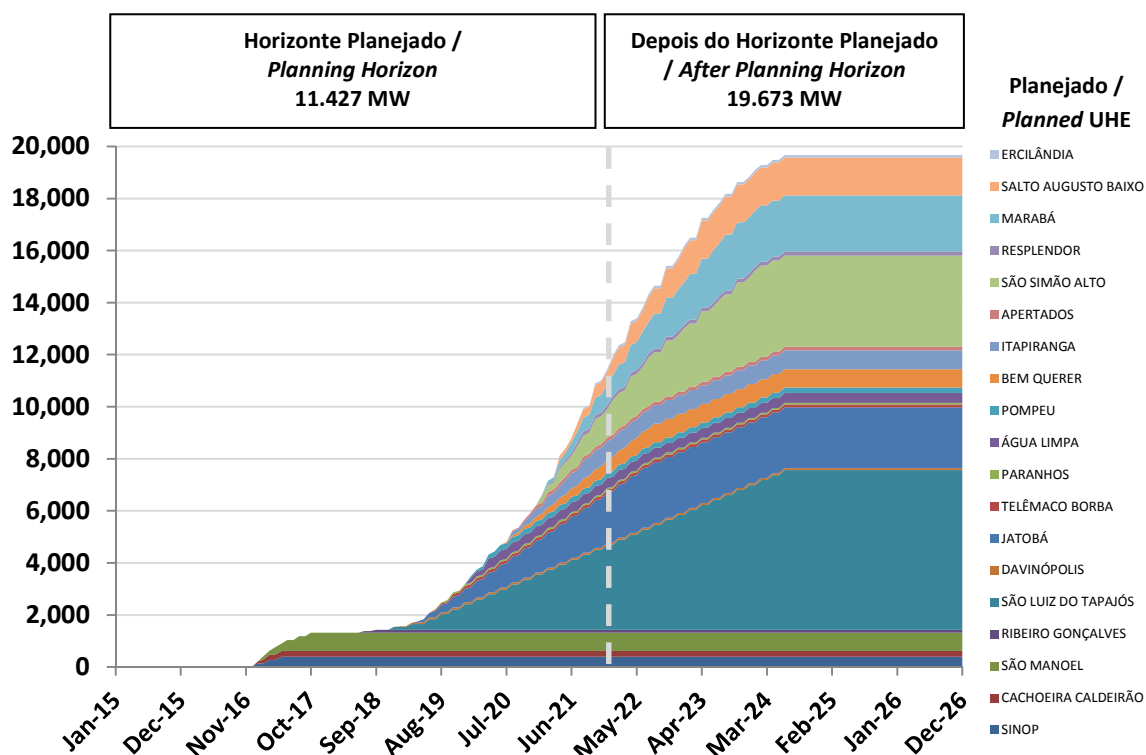
*In relation to the hydropower expansion, the capacity expected to be auctioned off (that is, the planned UHEs) amounts 19,673 MW from 2017 onwards. However, because of the long phase of motorization of some of big UHE power plants, this amount is expected to be fully operational only in 2024.*

*In 2021, the fully-operational installed UHE capacity amounts to 117 GW, an expansion of 84 GW.<sup>8</sup>*

<sup>7</sup> Os projetos de geração com concessão já outorgada no passado não foram considerados no horizonte de estudo deste Plano, pois apresentam problemas específicos a serem resolvidos para andamento da obra. Contudo, permanecem sendo fiscalizadas pela ANEEL e acompanhadas pelo planejador, podendo compor a configuração dos futuros Planos à medida que sejam equacionados os seus problemas.

<sup>8</sup> It is also important to mention that some projects with concession granted but with problems yet to be solved to continue their construction phase are not considered in the simulation. ANEEL continues to monitor these UHEs and, when the respective problem is solved, they will enter the simulation exercises in the future PDEs.

**Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétricas indicativas**  
**Figure 7 – Evolution of the Installed Capacity of the Planned UHE in the National Grid**



Fonte / Source: EPE.

Em termos relativos, a elevação da capacidade de armazenamento de 5% é bem inferior ao aumento de 40% na capacidade instalada das UHEs, pois a maioria das usinas viáveis no horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, nas quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes. Assim, há uma tendência de aumento na variação do nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos.

Para mitigar esta variabilidade há a necessidade de se buscar a viabilização de usinas com capacidade de regularização, a fim de tornar flexível a operação dos atuais reservatórios e minimizar o despacho das termelétricas, com vistas tanto à redução do custo total de operação, como das emissões de GEE. Além disso, os reservatórios de regularização são importantes ainda no abastecimento de água, na navegação e, principalmente, no controle de cheias para proteger as várzeas e cidades a jusante dos reservatórios.

*Different from the 40% increase in the power capacity, the capacity of the water storage in the system is expected to increase only 5% in the horizon. This figure reflects the fact that for the bulk of the viable future UHEs, located in river basins yet to be explored, no important reservoir is expected to be constructed in order to smooth water inflows. As a result, the 2012-2021 period is characterized by a higher variability in the reservoir levels during short hydrological cycles.*

*Therefore, to mitigate this variability it is essential to construct reservoirs in future UHE expansion so that the operation of the current UHE's reservoirs turns out to be flexible, and the dispatch of UTE is minimized, contributing to lower both the total operational cost and GHG emissions. Besides, other sectors can benefit from the increase in the reservoir storage capacity, e.g., waterway navigation, water supply, and flood-control, among others.*

## Expansão Termelétrica / The UTE Capacity Expansion

Espera-se acréscimo na capacidade instalada das UTE no SIN de 8 GW, para cerca de 26 GW em 2021<sup>9</sup>. Cabe ressaltar a indicação de 700 MW até 2021 distribuídos entre as regiões SE/CO e Sul, buscando atender às necessidades energéticas e desde que haja disponibilidade a preços competitivos de gás natural.

O acréscimo da capacidade instalada nuclear se dará pela implantação da usina de Angra 3, com de 1.405 MW, e prevista para entrar em operação em 2016, aumentando o parque nuclear para 3.412 MW.

No sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, o despacho ótimo do sistema prioriza a operação das fontes renováveis: usinas hidrelétricas (incluindo as pequenas centrais hidrelétricas), pequenas centrais termelétricas a biomassa e eólicas.

De fato, a expectativa de geração de energia termelétrica (Figura 8) incorpora valores muito baixos para os fatores de capacidade para as usinas movidas a óleo diesel e combustível, da ordem de 1% e 3%, respectivamente. Para as demais fontes, os resultados foram de 28% para as usinas a gás natural, de 40% para as usinas a carvão mineral (que, além de possuírem baixo custo variável unitário de geração – CVU, apresentam uma inflexibilidade operativa para manter as minas em funcionamento), de 87% para as centrais nucleares.

Os fatores de capacidade médios contribuirão para atenuar as emissões de gases de efeito estufa, significando que estas usinas passarão a desempenhar o papel de reserva e de segurança para o sistema, só devendo gerar em situações em que os reservatórios das hidrelétricas estejam em níveis muito baixos.

<sup>9</sup> Considera-se a exclusão de sete usinas que haviam negociado energia nos leilões de energia nova de 2007 e 2008 e não cumpriram com os contratos firmados nestes certames, que somam mais de 1.600 MW.

*The thermal power capacity expansion is expected to evolve from the 17 GW in the initial configuration to 26 GW in 2021.<sup>10</sup>*

*For the simulation exercises, it was included 700MW of natural gas UTEs in the indicative capacity expansion up to 2021, distributed between the South subsystem and the Southeast/Midwest subsystem.*

*The nuclear UTE expansion occurs via Angra 3. Its operation is expected to start in 2016 and will represent an expansion of 70% of the current nuclear power capacity to 3,412 MW.*

*In the hydro-based Brazilian Power System, UTEs produce electricity as a complementary source. In other words, the optimal centralized dispatch prioritizes renewable energy sources, and, as a result, the UTEs are generally dispatched only when a renewable alternative is unavailable.*

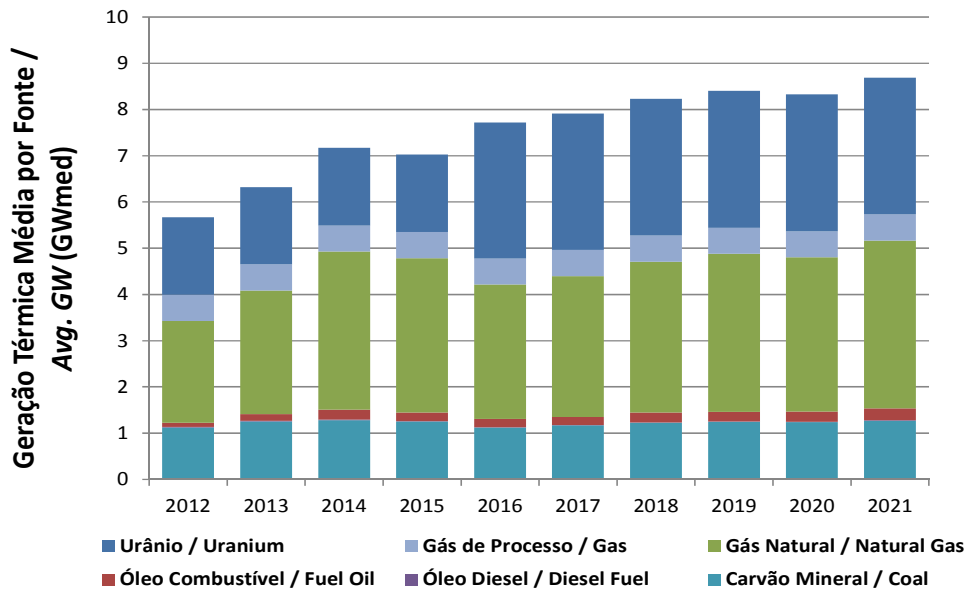
*Indeed, the expected UTE generation in the period (Figure 8) shows low (expected) generation-to-capacity ratios (called capacity factors) for diesel fuel UTEs (1%) and fuel oil UTEs (3%). In the case of natural gas UTEs and coal UTEs the ratios are higher: 28% and 40%, respectively. In the case of coal, there are two reasons: low CVU and operational inflexibility (in order to keep coal mines functioning). For nuclear plants, it was considered the average capacity factor of 87%.*

*The expected capacity factors of the UTEs in the period contribute to mitigate the GHG emissions. Furthermore, used optimally, UTEs can be seen as an important energy reserve for the system, improving the security of supply, as they are expected to dispatch when UTEs reservoir levels are very low.*

<sup>10</sup> Following a CMSE decision in the first-half of 2012, 7 UTE that sold power in 2007 and 2008 auctions (more than 1,600 MW of capacity) were excluded from the initial configuration of the system and the following simulation exercises due to breach of contract.



**Figura 8 – Geração térmica esperada no período 2012 - 2021**  
**Figure 8 – Expected UTE generation in the 2012-2021 period**



Fonte / Source: EPE.

## Expansão de Outras Fontes Renováveis / Other Renewables Capacity Expansion

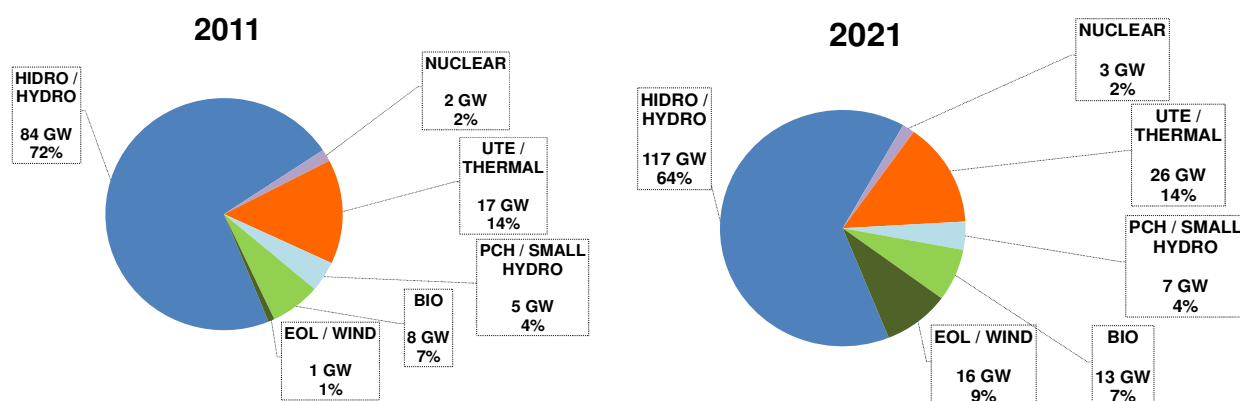
A expansão de outras fontes renováveis ocorre a uma taxa média de 10% ao ano no horizonte do PDE, liderada pelo crescimento significativo da energia eólica.

Destaca-se a retomada da participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2014, em detrimento das fontes baseadas em combustíveis fósseis.

*The expansion of other renewable energy sources (which includes sugarcane bagasse and small hydro, among others) grows at an average rate of 10% per year, leading by the significant wind power expansion.*

*The considerable renewable expansion (UHE plus other renewable) will increase the renewable energy share in the electricity generation mix, reducing the share of fossil-fueled thermal power plants from 2014 onwards (Figure 9). The evolution of the installed capacity is shown in Table 7.*

**Figura 9 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração**  
**Figure 9 – Installed Capacity Evolution by Energy Source**



Fonte / Source: EPE.

**Tabela 7 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração**  
**Table 7 – Installed Capacity Annual Evolution by Energy Source**

Fonte / Energy Source	2011	2016	2021
<b>RENOVÁVEIS / RENEWABLES</b>	97.317	122.616	152.952
HIDRO / HYDRO <sup>(1)</sup>	83.604	98.181	116.837
OUTRAS / OTHERS	13.713	24.435	36.115
<b>NÃO RENOVÁVEIS / NON-RENEWABLES</b>	19.181	28.756	29.456
GÁS NATURAL / NATURAL GAS	10.209	12.055	13.102
ÓLEO COMBUSTÍVEL / FUEL OIL	3.316	8.002	8.002
URÂNIO / URANIUM	2.007	3.412	3.412
CARVÃO / COAL	1.765	3.205	3.205
ÓLEO DIESEL / DIESEL FUEL	1.197	1.395	1.048
OUTRAS / OTHERS	687	687	687
<b>TOTAL</b>	116.498	151.372	182.408

Nota / Note: (1) Inclui estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio. / It includes imports from UHE Itaipu not used by Paraguay.

Fontes / Sources: ONS (2011) & EPE (forecasts).

## CMO e Risco de Déficit / Operational Marginal Costs and Deficit Risks

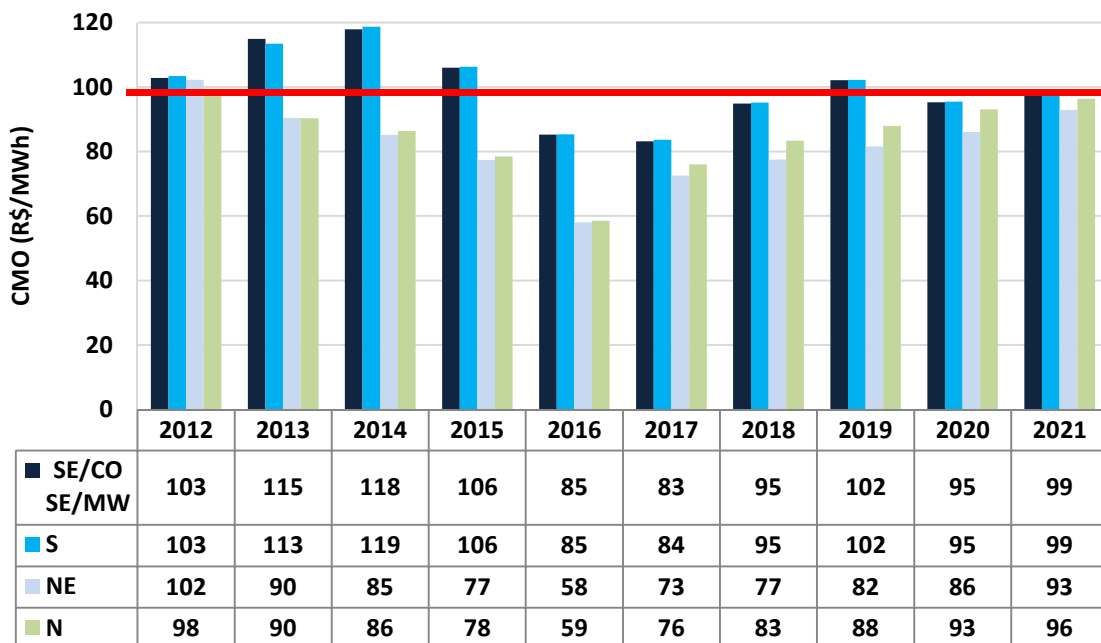
Os resultados das simulações apresentam custos marginais médios anuais oscilando ao longo dos anos, em função do porte e motorização das usinas planejadas, podendo ficar bem abaixo do valor de 102 R\$/MWh do CME de referência estabelecido (Figura 10).

Como a expansão da oferta de geração até o ano de 2014 já foi contratada nos leilões realizados até o ano de 2011, os atrasos e exclusões de alguns projetos levaram os CMO dos anos de 2013 e 2014 a superarem o valor do CME. No entanto, a probabilidade de déficit nestes anos não ultrapassa 3,5%, ainda abaixo do limite de 5%, o que garante o atendimento à carga de forma segura, como mostrado na Figura 11.

*The operational marginal cost (CMO), computed for electrical subsystem and expressed in R\$/MWh, can be temporarily well below the CME value of R\$102/MWh (Figure 10), as a result of the motorization schedule of large UHEs. On the other hand, the exclusion and operational delays of some power plants explain why CMOs in 2013 and 2014 are well above the CME value.*

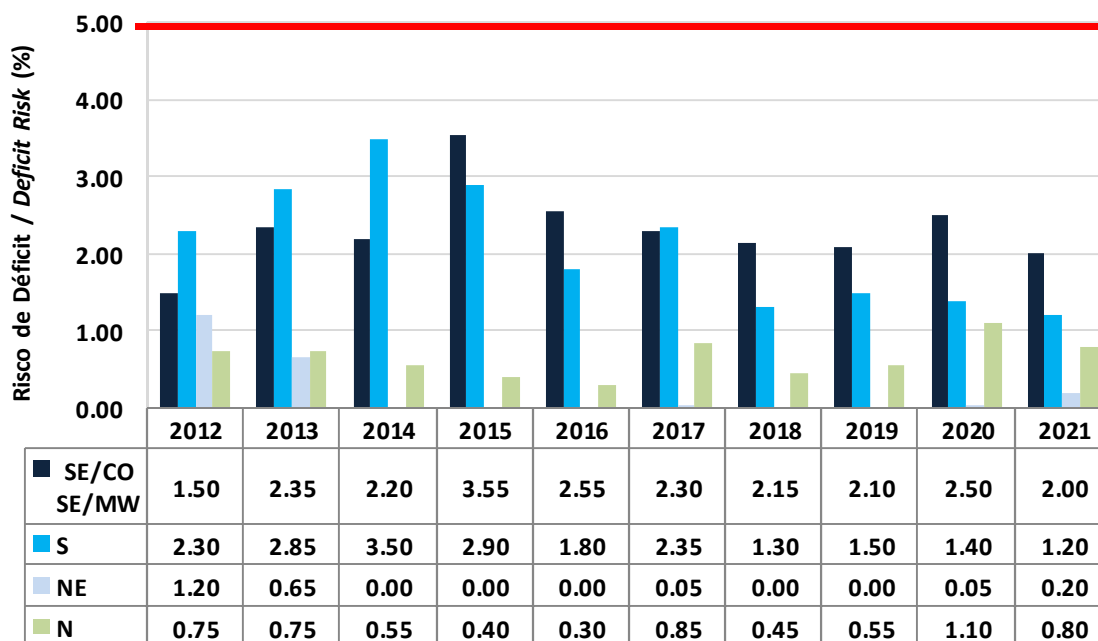
*Even though the CMO values are higher than the CME value in 2013 and 2014, the respective deficit risks are not superior to 3.5%, which is below the 5% assumed threshold. Indeed, in the whole period, deficit risks are very low in any electrical subsystem (Figure 11).*

**Figura 10 – Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema elétrico**  
**Figure 10 – Operational Marginal Cost (CMO) by electricity subsystem**



Fonte / Source: EPE.

**Figura 11 – Risco de Déficit por subsistema elétrico**  
**Figure 11 – Energy deficit risk by electrical subsystem**



Fonte / Source: EPE.

## Investimentos Estimados / Estimated Investments

A expansão em geração, no período 2012 a 2021, requer investimentos da ordem de R\$ 213 bilhões. Cabe ressaltar que grande parte destes investimentos refere-se às usinas já autorizadas, entre elas, as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O montante a investir em novas usinas, ainda não contratadas ou autorizadas, é da ordem de R\$ 117 bilhões, sendo cerca de 57% em hidrelétricas, 42% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH, biomassa e eólica).

*The power capacity expansion in the 2012-2021 period requires a total investment of R\$ 213 billion. The investment related to power plants already contracted amounts to R\$ 96 billion. The remaining R\$ 117 billion in new investments reflects the following expansion profile: 57% in UHEs and 42% in other renewable (small hydro, wind and biomass).*

## Balço Estático de Garantia Física / Structural Balance Considerations

A elaboração do balanço estático de garantia física tem como finalidade auxiliar na avaliação do equilíbrio estrutural entre oferta e demanda deste PDE. A demanda corresponde à carga de energia elétrica projetada, enquanto que a oferta é composta pelo somatório dos certificados de garantia física de energia das usinas.

Para as usinas indicativas no horizonte do Plano, ainda não contratadas, foi considerada uma estimativa de garantia física, tendo como base os critérios vigentes. Para as usinas não despachadas centralizadamente (são elas as pequenas centrais hidrelétricas, as usinas eólicas e as usinas movidas a biomassa) e já contratadas nos leilões de energia nova, buscando apresentar uma análise conservadora, optou-se por considerar a expectativa de geração.<sup>11</sup>

O balanço estático de garantia física de energia apresenta saldos positivos, entre 1% e 7% da carga, em todo o período avaliado, indicando que o cenário de oferta considerado se mostra suficiente para suprir os requisitos de energia. Também foram avaliados os balanços estáticos por região e por tipo de fonte, de forma a se poder melhor identificar as suas necessidades de importação ou dos seus potenciais de exportação. Como resultado da análise, tendo em conta a tendência da expansão da capacidade instalada em regiões distantes dos principais centros de carga, constatou-se, por exemplo, a necessidade de que as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul ampliem sua capacidade de recebimento de energia de outras regiões.

*The static balance of physical guarantee certificates contributes to evaluate the structural balance of power supply and electricity demand. Electricity demand corresponds to the total forecasted load in the period while power supply refers to the sum of the physical guarantee certificates (for the existing and contracted power plants) and estimates of the physical guarantee of power plants indicated in this PDE and therefore not yet contracted in the power auctions.*

*In the case of power plants not in the centralized dispatch (as some small hydros, wind power plants and biomass UTE) and already contracted in the power auctions, it was considered their respective expectation of electricity generation, using as reference the generation history of equivalent power plants already in commercial operation, instead of their physical guarantee certificates.<sup>12</sup>*

*The static balance of physical guarantee shows net positive values, between 1% and 7% of the electricity load, throughout the period, what indicates the power supply is sufficient to attend load demand requirements. Analogous results apply when analysis is made by electrical subsystem and by energy source.*

*Finally, it is worth to mention that the excess of supply, evaluated by the aggregated physical guarantee certificates, especially in the Northeast subsystem implies better monitoring of the real expansion in the remaining subsystem in order to deal with the net expected significant outflow of this region towards the remaining subsystems.*

<sup>11</sup> Ressalta-se que a adoção desta expectativa de geração neste balanço não implica na utilização deste critério para o eventual recálculo de garantia física destas usinas, cuja metodologia está em fase de revisão.

<sup>12</sup> Despite the fact that the methodology of estimation of their physical guarantee is under revision, the expectations used in this simulation does not validate any future value for their respective physical guarantee.

## Atendimento à Demanda Máxima / Maximum Demand Requirements

A estimação da demanda máxima é feita em duas etapas.

Na primeira, realiza-se a comparação entre a demanda máxima instantânea e a oferta local de potência considerando apenas fontes renováveis e termelétricas inflexíveis. Caso o balanço seja negativo, é verificada a possibilidade de importação de potência gerada por estas mesmas fontes de outros subsistemas. O intercâmbio prioriza os subsistemas mais próximos.

Na segunda etapa, é incluída a oferta térmica flexível local de cada subsistema. Caso o balanço de algum subsistema continue negativo, realizam-se os mesmos passos de intercâmbio descritos anteriormente.

A Figura 12 mostra que os déficits na ponta do sistema ocorrem apenas após 2019, e em somente quatro meses, com probabilidade em torno de 1%. Em relação à profundidade dos déficits (Figura 13), o cenário identificado com maior déficit atingiu um valor que corresponde a apenas 1,6% da demanda do SIN.

Analisando as sobras locais de potência, identificou-se a região Sul como importadora, característica que vem ficando mais evidente ao longo do horizonte decenal. Entretanto, a utilização da interligação com o Sudeste não se mostrou restritiva para o suprimento adequado a esta região, considerando as expansões indicadas neste plano.

Conclui-se, desta forma, que a expansão eletroenergética do SIN indicada neste PDE 2021 está adequadamente dimensionada para o atendimento à demanda máxima de potência projetada, tendo em vista as baixas probabilidades e profundidades dos déficits observadas no estudo.

*The methodology for the estimation of maximum demand requirements is developed in two steps.*

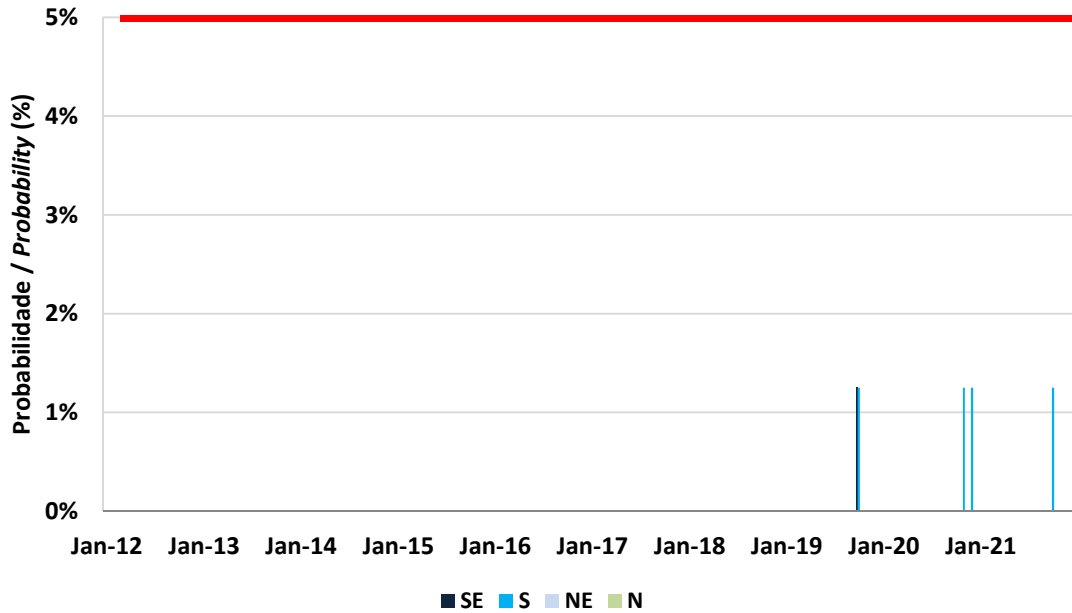
*In the first one, a comparison between the maximum instantaneous load demand and local power supply is made considering only the maximum supply availability of renewable sources (UHEs, biomass UTE and wind power plants) and local inflexible UTEs. If maximum demand exceeds local supply in any subsystem, an evaluation of availability of import from other subsystems is made. The subsystem power exchange prioritizes neighbor subsystems.*

*In the second step, the local flexible UTE supply is considered. In the case of an excess of power supply, the subsystem becomes a net exporter. In the case of an excess of demand even with the additional local flexible UTE supply, the same analysis of the first step is conducted in terms of power exchange.*

*The simulation results (Figure 12) show that maximum demand deficits occur only after 2019, during 4 months, and with probability of 1%. The severity of the deficit (Figure 13), in turn, reaches at most an equivalent of 1.6% of total demand in the National Grid.*

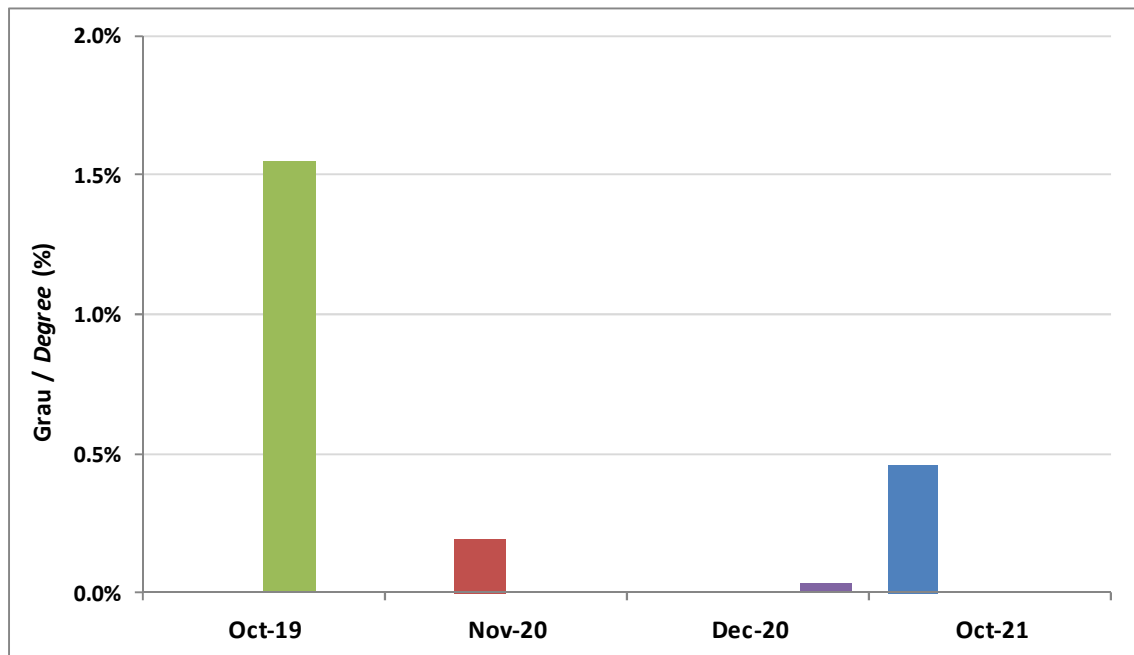
*In a regional perspective, the South subsystem will be a net importer, especially in the last years of the horizon. Nonetheless, the South-Southeast interconnection capacity is sufficient to attend the estimated demand, considering the power plant system configuration of this EEP. Overall, the same conclusion applies to the whole power system, given the low power deficit risk and the low severity of a power deficit obtained in the simulation exercises.*

**Figura 12 – Risco de déficit por subsistema elétrico**  
**Figure 12 – Risk of a Power Deficit by Main Electrical Subsystems**



Fonte / Source: EPE.

**Figura 13 – Severidade do risco em termos da demanda total**  
**Figure 13 – Severity of a power deficit risk in terms of the total demand**



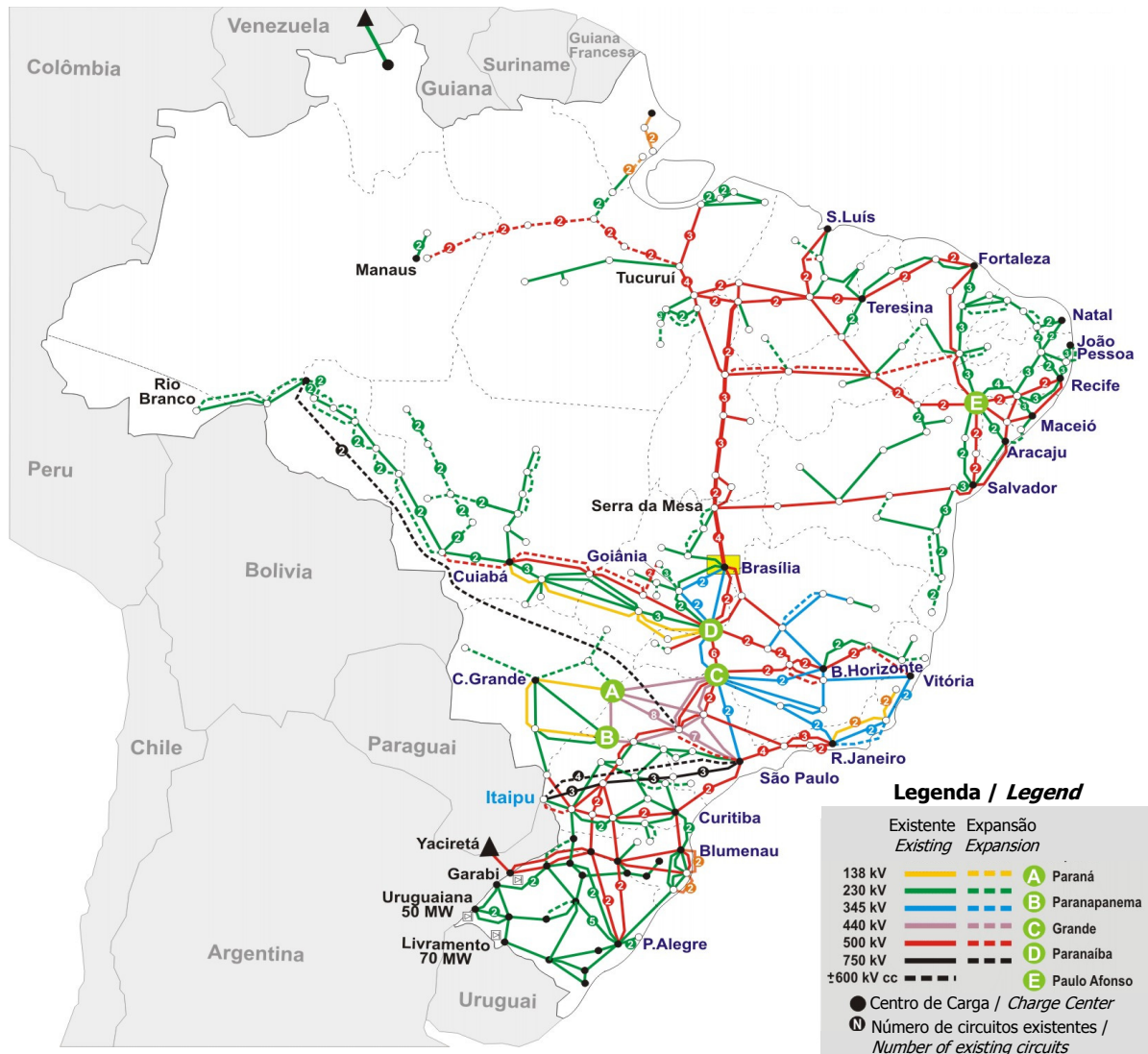
Fonte / Source: EPE.

## TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER TRANSMISSION

A Figura 14 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2011, indicando também parte das instalações a serem implantadas no futuro próximo (2012/2013).

*The transmission line system of the National Grid in 2011 is presented in Figure 14, which also includes the expansion of transmission lines to occur in 2012 and 2013 (dotted lines).*

**Figura 14 – Sistema de Transmissão Elétrica**  
**Figure 14 – Transmission Line System**



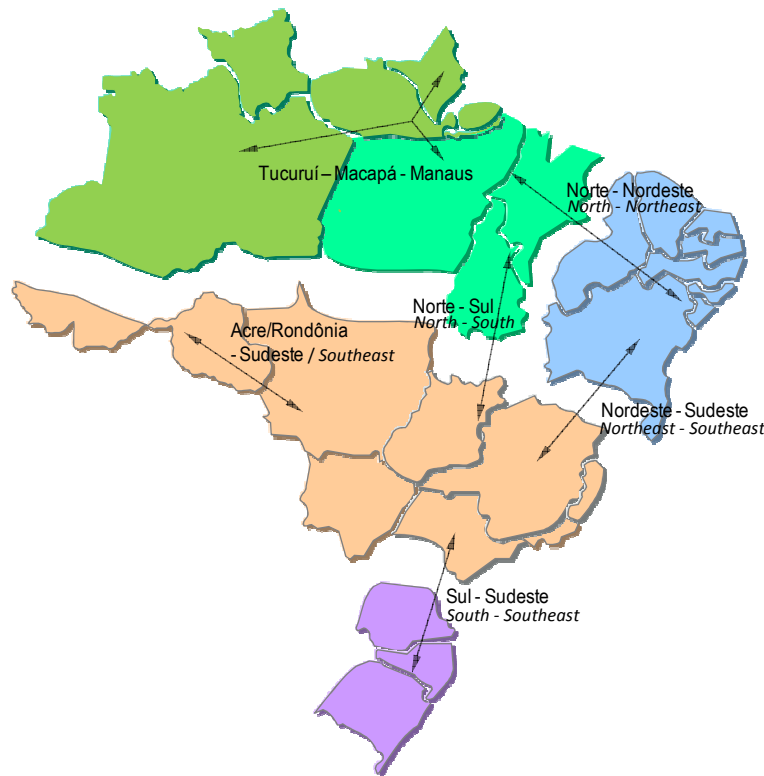
Fonte / Source: ONS.

O SIN está dividido em quatro regiões geoeletricas interligadas, conforme ilustrado na Figura 15. As interligações dessas regiões possibilitam a otimização energética das bacias hidrográficas, com o aproveitamento das suas diversidades hidrológicas.

*The complex transmission line system can be schematically represented in Figure 15. The regional interconnections allow the (electrical) optimization of the river basins, taking into account the differences in hydrological regimes.*



**Figura 15 – Interligações Regionais**  
**Figure 15 – Regional Interconnections**



Fonte / Source: EPE.

## Principais Destaques da Expansão da Transmissão / Highlights of the Expected Expansions by Region

De acordo com os estudos da EPE, as seguintes interconexões são recomendadas para o período de 2012-2021:

1. Na interligação *Norte - Sudeste/Centro-Oeste*, a solução recomendada contempla a expansão desta interligação por meio de dois bipolos em corrente contínua de  $\pm 800$  kV, com capacidade de 4.000 MW cada, sendo o primeiro indicado em 2017 e o segundo em 2019. Os pontos indicados para essa interligação na região Sudeste são o Terminal MG, localizado próximo à SE Estreito, na fronteira dos estados de Minas Gerais e São Paulo, e o Terminal RJ, no estado do Rio de Janeiro, próximo a Nova Iguaçu.

*The following expansions in the regional interconnections are recommended to occur in the period 2012-2021, according to EPE studies:*

1. In the *North and Southeast-Midwest interconnection*, two bipoles of  $\pm 800$  kV in CC with transmission capacity of 4,000 MW each are expected to enter in 2017 and 2019. The interconnection points in the Southeast region are the Terminal MG, located near to SE Estreito (in the MG/SP borderline), and Terminal RJ, located to the city of Nova Iguaçu, RJ state.

2. Na interligação Norte-Nordeste, os estudos desenvolvidos pela EPE indicaram a expansão dos troncos, em 500 kV, São João do Piauí – Milagres, Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu e um terceiro circuito entre P. Dutra – Teresina – Sobral III. Adicionalmente, foram recomendados mais dois elos em 500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras.
  3. Na interligação Sudeste-Nordeste, a definição da expansão desta interligação contempla o elo em 500 kV Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora.
  4. Na interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste, a solução recomendada contempla duas linhas de transmissão em 500 kV: LT Itatiba – Bateias C1, 390 km, em 2015 e LT Assis – Londrina C2, 120 km, em 2019, perfazendo 510 km de extensão.
  5. Para as usinas hidrelétricas do Rio Teles Pires, a definição do sistema necessário para o escoamento adequado dessa energia indicou um sistema de transmissão com três circuitos em 500 kV e 1000 km de extensão até a SE Ribeirãozinho, além de reforços na região Sudeste entre as subestações de Ribeirãozinho, Rio Verde e Marimondo.
  6. Os estudos para definição do sistema de conexão das usinas da bacia do Tapajós encontram-se em estágio inicial, e sua configuração neste PDE 2021 é referencial.
2. *In the North and Northeast interconnection, it is indicated the expansion of trunks in 500 kV of São João do Piauí – Milagres, Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu and a third circuit in Presidente Dutra – Teresina – Sobral III. Two addition links in 500 kV are recommended: (i) between SE Miracema and SE Bom Jesus da Lapa II, and (ii) between Miracema and São João do Piauí, with the inclusion of intermediate SE Gilbués and Barreiras.*
  3. *In the Southeast and Northeast interconnection, it is recommended an expansion of the transmission link in 500 kV in Barreiras – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora.*
  4. *In the South and Southeast-Midwest interconnection, two transmission lines (TL) in 500 kV: TL Itatiba – Bateias C1, with 390 km, in 2015 and TL Assis – Londrina C2, with 120 km, in 2019.*
  5. *For the UHEs in the Amazon Region, the UHEs in the river Teles Pires were considered in a new subsystem connected to the Southeast-Midwest region. The required transmission capacity indicates three circuits in 500 kV and a line of 1,000 km length until SE Ribeirãozinho, and also reinforces in the Southeast region between SE Ribeirãozinho, SE Rio Verde and SE Marimondo.*
  6. *For the UHEs in the Tapajós river, a reference case was established since transmission studies are at initial stage.*

## Expansão dos Sistemas de Transmissão Regionais / Regional Power Transmission Capacity Expansion

As tabelas a seguir sintetizam a evolução física do SIN em termos de comprimentos de linhas de transmissão e de capacidade de transformação.

*Transmission capacity expected expansion in the National Grid refers to the expansion of transmission lines (Table 8) and the transformation capacity (Table 9).*

**Tabela 8 – Estimativa de expansão das linhas de transmissão (km)**  
**Table 8 – Expansion of Transmission Lines (km)**

Status	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em / Existing in 2011	0	2.683	1.612	34.851	6.679	10.063	45.349	<b>101.237</b>
Expansão em / Expansion in 2012-2021	7.325	0	4.750	26.889	113	337	8.318	<b>47.732</b>
2012-2016	0	0	4.750	21.547	47	337	7.874	<b>34.555</b>
2017-2021	7.325	0	0	5.342	66	0	444	<b>13.177</b>
Estimado em / Estimated in 2021	7.325	2.683	6.362	61.740	6.792	10.400	53.668	<b>148.969</b>

Fonte / Source: EPE.

**Tabela 9 – Estimativa de expansão do sistema transformação (MVA)**  
**Table 9 – Expansion of Transformation Capacity (MVA)**

Status	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em / Existing in 2011						<b>232.877</b>
Expansão em / Expansion in 2012-2021	1.500	49.331	2.433	5.676	19.396	<b>78.336</b>
2012-2016	1.500	38.168	2.433	5.577	16.803	<b>64.481</b>
2017-2021	0	11.163	0	99	2.593	<b>13.855</b>
Estimado em / Estimated in 2021						<b>311.213</b>

Fonte / Source: EPE.

## Estimativa de Investimentos / Estimated Investments

O investimento total, considerando o valor acumulado no período 2012-2021, abrangendo também as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal, atinge a cerca de R\$ 55 bilhões, sendo R\$ 36 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 19 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Sem o cômputo das instalações já licitadas, ou seja, considerando apenas as novas instalações de linhas de transmissão e subestações previstas, o valor total resulta da ordem de R\$ 32 bilhões, sendo cerca de R\$ 22 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 10 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

*Total investment of the estimated transmission capacity expansion in the period 2012-2021 (including those already contracted in the transmission auctions) amounts to R\$ 55 billion, of which R\$ 36 billion refers to transmission lines and R\$ 19 billion refers to substations, including the facilities in the divisions of Brazil with other countries.*

*Considering only transmission capacity to be contracted, total investments amount to R\$ 32 billion, of which R\$ 22 billion in transmission lines and R\$ 10 billion in substations.*

## Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST / Transmission Tariffs

A projeção do valor médio da TUST de geração em 2021, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, resultou da ordem de R\$ 4,9/kW.mês. Separadamente para as regiões, os resultados foram: Sul – R\$ 4,9/kW.mês, Nordeste – R\$ 4,7/kW.mês, Norte – R\$ 4,2/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – R\$ 5,9/kW.mês.

Quanto à TUST de carga, resultaram os seguintes valores médios por região: Sul – R\$ 6,6/kW.mês, Nordeste – R\$ 6,7/kW.mês, Norte – R\$ 7,0/kW.mês e Sudeste/Centro Oeste – 6,2 R\$/kW.mês.

*The associated TUST (the transmission tariff) of the power system for the expected transmission capacity expansion is expected to reach an average of R\$ 4.9/kW.month. By regions, TUSTs are respectively: R\$ 4.9/kW.month in the South subsystem, R\$ 4.7/kW.month in the Northeast subsystem, R\$ 4.2/kW.month in the North system, and R\$ 5.9/kW.month in the Southeast-Midwest subsystem.*

*The associated TUST of the load system by region are respectively: R\$ 6.6/kW.month in the South subsystem, R\$ 6.7/kW.month in the Northeast subsystem, R\$ 7.0/kW.month in the North system, and R\$ 6.2/kW.month in the Southeast-Midwest subsystem.*

## III – PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS / OIL, GAS AND BIOFUELS

### PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL / OIL AND GAS

#### Produção Potencial de Petróleo / Oil Potential Production

A produção potencial de petróleo, no horizonte do PDE 2021, provenientes dos recursos descobertos (reservas dos campos e recursos contingentes) e dos recursos não descobertos (tanto áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União) poderá duplicar até 2021, ultrapassando os cinco milhões de barris por dia. A produção sustentada somente pelas reservas totais (RT) atuais deverá atingir os maiores volumes entre 2017 e 2018, declinando em seguida. Em compensação, estima-se que os recursos contingentes, relacionados principalmente às acumulações do Pré-Sal em blocos já contratados, juntamente com os recursos não descobertos, manterão a tendência crescente da produção em todo o período do PDE, chegando a contribuir com aproximadamente 43% da produção de petróleo em 2021.

*The perspectives in the oil potential production up to 2021 are promising: it is expected that oil production doubles to 5 million barrels per day, with half of the production obtained from contingent areas (especially related to already granted areas in the Pre-Salt region) and from undiscovered resources (already granted areas and Union areas). This evolution more than compensates the fact that the production of total reserves will reach its maximum around 2017 (Table 10).*

**Tabela 10 – Produção de Petróleo por área**  
**Table 10 – Oil Production by Area Classification**

Recursos / Resources	milhões de barris por dia / million of bbl per day		
	2012	2016	2021
Recursos não descobertos em áreas já contratadas / <i>Undiscovered resources, already granted areas</i>	0,0	0,1	0,2
Recursos em áreas da União / <i>Resources in Union areas</i>	0,0	0,0	0,3
Recursos Contingentes / <i>Contingent Resources</i>	0,0	0,8	2,3
Reservas totais / <i>Total Reserves</i>	2,2	2,5	2,5
<b>TOTAL</b>	<b>2,2</b>	<b>3,4</b>	<b>5,4</b>

Fonte / Source: EPE.

## Produção Potencial de Gás Natural / Natural Gas Potential Production

A produção bruta potencial de gás natural poderá mais que duplicar até 2021, a maior parte como gás associado, alcançando valores da ordem dos 235 milhões de metros cúbicos por dia, com significativa contribuição, a partir de 2014, dos recursos contingentes (principalmente do Pré-Sal) e dos recursos não descobertos em blocos contratados. Descontando-se da produção bruta o consumo próprio (E&P), a reinjeção nos reservatórios e queima, estima-se que a produção líquida potencial de gás natural nas unidades de processamento alcance cerca de 164 milhões de metros cúbicos por dia ao final do decênio.

*Mostly due to the associated gas production, it is expected that the natural gas production potential more than double in 2021, reaching the production level of 235 million cubic meters per day. The net production potential (excluding self consumption, reinjection and burn) in the processing units is expected to reach 164 million cubic meters per day in 2021 (Table 11).*

**Tabela 11 – Produção de gás natural por tipo de recursos**  
**Table 11 – Gas production by resources**

Resources / <i>Resources</i>	milhões de m <sup>3</sup> por dia / <i>million of m<sup>3</sup> per day</i>		
	2012	2016	2021
Recursos não descobertos em áreas já contratada / <i>Undiscovered resources, already granted areas</i>	0,0	4,2	35,7
Recursos em áreas da União / <i>Resources in Union areas</i>	0,0	0,0	15,3
Recursos Contingentes / <i>Contingent Resources</i>	0,8	31,9	77,3
Reservas totais / <i>Total Reserves</i>	82,8	100,4	107,5
Produção Total / <i>Total Production</i>	83,6	136,6	235,8
Produção Líquida / <i>Net Production</i>	57,7	96,3	164,4

Fonte / *Source*: EPE.

## Investimentos e Razão R/P / Investments and R/P Ratio

A consecução das previsões de produção de petróleo e gás natural dependerá da realização de vultosos investimentos nas atividades de E&P, em torno de US\$ 300 bilhões. Para o período 2012-2021, prevê-se a necessidade de 90 novas FPSO.

Estão implicitamente incluídos neste PDE os investimentos associados à Carteira de Projetos do PAC, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo descobertas no Pré-Sal.

Espera-se que, mesmo com a crescente produção prevista, tanto de petróleo (que deve atingir valores muito acima da demanda estimada até o final do período) quanto de gás natural, a razão entre reserva provada e produção (R/P) no Brasil mantenha-se nos níveis atuais, próximos de 19 anos, até o final do decênio. Esses valores de R/P, em 31/12/2011, são compatíveis aos observados em importantes regiões produtoras do mundo.

*The expected increase in O&G production will depend on investments that amount US\$ 300 billion. 90 new FPSO will be necessary to the O&G activities in the period 2012-2021.*

*In this estimate the government PAC investments in the Campos and Santos Basin are included.*

*The resulting R/P ratio is expected to maintain its level of 22 years for oil and 19 year for natural gas. These figures are compatible with the ones observed in countries with significant O&G production.*

## DERIVADOS DE PETRÓLEO / PETROLEUM PRODUCTS

### Perspectivas de Preço de Petróleo e Derivados / Price Evolution for Oil and Petroleum Products

Para a evolução dos preços do petróleo e dos derivados, utilizou-se como referência a trajetória dos preços do petróleo tipo Brent. Esta evolução, por sua vez, é afetada, entre outros, por: i) o crescimento da economia mundial; ii) a demanda mundial e regional de derivados; iii) os ganhos de eficiência energética e substituição energética; iv) a produção mundial de petróleo e capacidade ociosa da OPEP; v) eventos geopolíticos; (vi) depreciação do dólar e outros fatores financeiros.

*For the oil and petroleum product price forecast, it was considered Brent oil price as the main parameter. In the Brent price evolution, the perspectives of the following issues were analyzed: world economic growth, demand of petroleum derivatives, energy efficiency gains and fuel substitution, world oil supply and OPEC spare capacity, geopolitical events (especially in oil production countries), and financial aspects (e.g., US dollar depreciation, international liquidity and oil future markets).*

Espera-se que o mercado de petróleo continue “apertado” até 2015. Pelo lado da oferta, os investimentos em projetos de E&P foram duramente afetados pela crise financeira de 2008-2009 e a OPEP não tem antecipado os investimentos em capacidade produtiva para balancear o mercado, deixando-o pressionado e vulnerável a eventuais restrições de oferta. Pelo lado da demanda, prevê-se um significativo aumento da demanda mundial de petróleo nos próximos anos (em especial nos países emergentes, como a China), após a crise de 2008-2009. Consequentemente, a cotação do petróleo Brent deverá se manter num patamar acima de US\$ 100/b nesse período.

A partir de 2015, os preços de petróleo deverão ser mais moderados por conta da retomada e maturação de projetos de E&P que haviam sido cancelados ou adiados por causa da crise, da moderação do crescimento econômico mundial, do efeito da alta de preços sobre a demanda de derivados e a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética. Dessa forma, as cotações do *Brent*, nesse cenário, deverão cair no final do horizonte para o patamar de US\$ 80/b (a valores de maio de 2011).

A trajetória do preço do Brent e dos demais petróleos é apresentada na Figura 16.

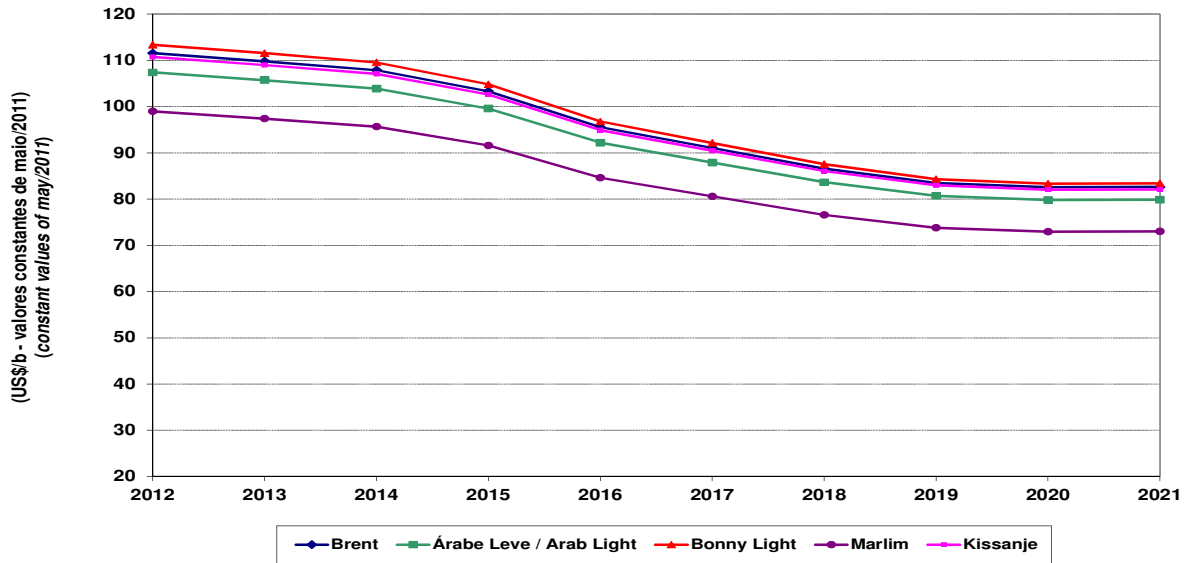
*It is expected a tight oil market condition until 2015 mainly because of supply side conditions. Investments were severely affected during the 2008-2009 crisis and no capacity-anticipation strategy was implemented by OPEC in response for supply restriction events (e.g. the Arab Spring). In world oil demand, it is expected a significant increase in the next years, especially in emerging market countries as China, after the economic crisis of 2008-2009. Thus, in this period, Brent oil prices are expected to move around the US\$ 100/bbl.*

*From 2015 on, a moderate oil price is expected due to investment resumption in E&P projects, world average economic growth at around 4% per year and the effects of petroleum product substitution policy and energy efficiency policy. Brent oil price is expected to decrease to US\$80/bbl (in constant prices of May, 2011).*

*Brent and other petroleum price evolution are depicted in Figure 16.*



**Figura 16 – Preços internacionais do Petróleo**  
**Figure 16 – Oil International Prices**

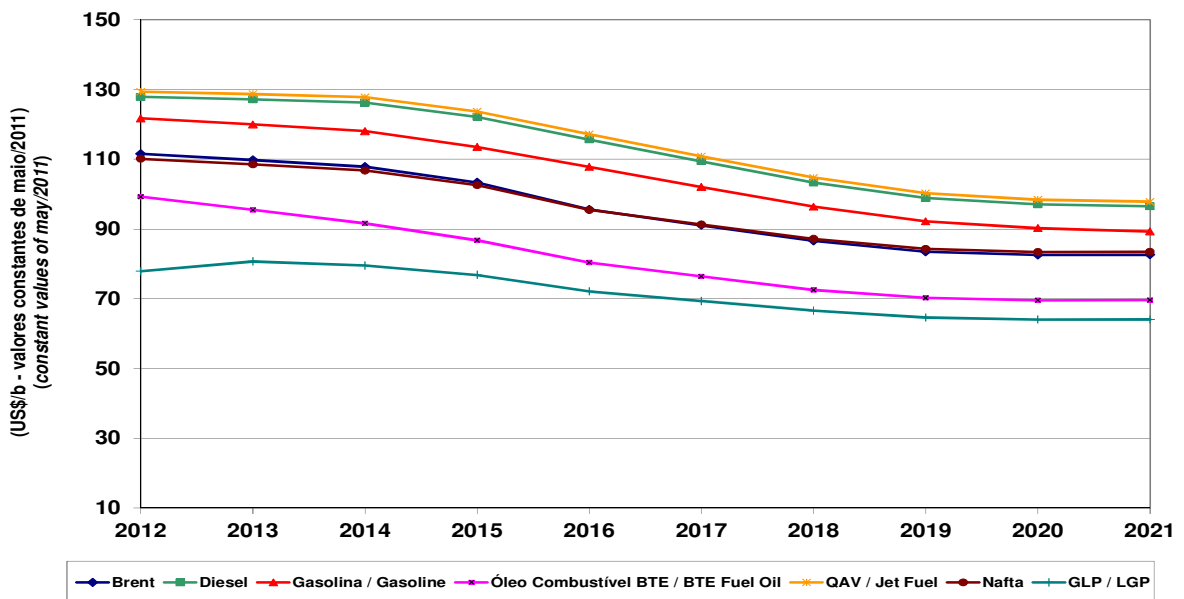


Fonte / Source: EPE.

Dado o preço do Brent, a evolução dos preços internacionais de derivados depende também da expansão da capacidade de refino mundial. Os mercados de referência de preços utilizados nas projeções foram: Costa do Golfo americana para gasolina, óleo diesel, óleo combustível BTE e QAV, *Mont Belvieu* (Estados Unidos) para o GLP, e ARA para a nafta.

*Given the Brent oil price, the evolution of the petroleum products (Figure 18) depends also on the expansion of the world oil refining capacity. For the international price references, it was used: (i) US Gulf Coast prices for gasoline, diesel fuel, BTE fuel oil, and jet fuel; (ii) Mont Belvieu (Texas, USA) for LGP, and ARA for naphta.*

**Figura 17 – Preços internacionais de derivados de petróleo**  
**Figure 17 – International Petroleum Product Prices**

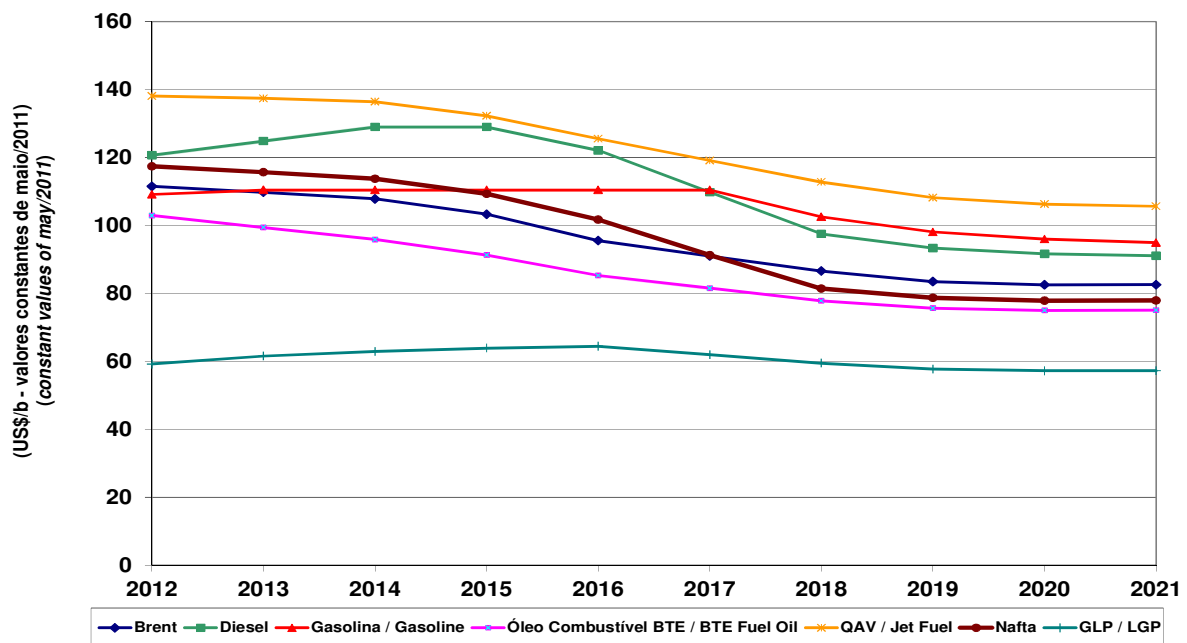


Fonte / Source: EPE.

Para os preços dos derivados nacionais (Figura 19), foram usadas paridades de exportação e importação export and import parities, considerando os custos de frete da região de referência para o Rio de Janeiro. No caso da gasolina e do GLP (13 kg), foram ainda consideradas políticas domésticas de determinação dos seus respectivos preços.

*For domestic petroleum product prices (Figure 19), export and import parities were used, taking into account freight costs from the reference for the product to Rio de Janeiro. In the case of gasoline and LPG (13 kg), domestic price specific policies were considered in their respective forecasts.*

**Figura 18 – Preços nacionais dos derivados de Petróleo**  
**Figure 18 – Domestic Petroleum Product Prices**



Fonte / Source: EPE.

## Expansão do Parque Nacional de Refino / Refining Capacity Expansion

Os estudos desenvolvidos visando à expansão do parque nacional de refino contemplam três objetivos estratégicos para o país: priorizar o abastecimento nacional de derivados de petróleo, principalmente os considerados mais nobres (médios e especiais); privilegiar, nas novas refinarias, o processamento dos petróleos nacionais mais pesados; processar localmente o petróleo nacional excedente, sempre que, no longo prazo, as margens previstas indiquem ser esta uma alternativa viável e vantajosa.

*Refining capacity expansion studies takes into account three strategic goals for the country: to attend domestic demand of petroleum products, in particular the medium and special ones, to privilege the refining of the heavy domestic oil in new refineries, and to refine the excess of domestic oil whenever profit margins are attractive.*

O aumento dos excedentes de petróleo nacional e a necessidade de importação de alguns derivados indicam claramente que os condicionantes são favoráveis para a ampliação e adequação do parque nacional de refino. Ademais, cabe ressaltar que, para atender satisfatoriamente à demanda, o parque nacional de refino deverá utilizar processos mais sofisticados de conversão e tratamento, focando a produção em derivados médios (QAV e diesel), principalmente para consumo interno.

Considerou-se uma expansão do parque nacional de refino atual até o ano de 2021, de acordo com o calendário indicado pela Petrobras das ampliações de capacidade e das construções de novas unidades nas refinarias existentes. Além disso, foram considerados:

- o início da operação da RNEST em 2014;
- a primeira e a segunda fases do COMPERJ, respectivamente em 2015 e 2018;
- o primeiro módulo da Premium I, em 2017;
- a Premium II em 2018.

O país deverá continuar como importador líquido de derivados até o ano de 2016, com destaque para os grandes volumes importados de diesel em 2013 e 2014. O óleo combustível, todavia, permanecerá em todo o período com excedentes, embora sempre decrescentes e quase nulos a partir de 2018.

Com a entrada do 1º trem da Refinaria Premium I, o país consolida-se como exportador líquido de derivados, situação favorecida também pela entrada do 2º trem do COMPERJ e da Refinaria Premium II, ambos em 2018.

Cabe ressaltar que a colocação de grandes volumes de derivados no mercado internacional requererá a elaboração de estratégias de comercialização internacional apropriadas.

*New refinery capacity is needed to attend expected petroleum product demand growth (e.g., diesel fuel and jet fuel) and more stringent specification requirements for some petroleum products domestically and abroad. The increasing excess of supply of the domestic oil in the coming years also supports the expansion and suitability of the domestic refining capacity.*

*Currently, domestic refining capacity comprises 12 refineries owned by Petrobras and 4 owned by private groups, which amounts to 330 thousand cubic meters/day (or 2 million barrels/day) of total refining capacity. Four new refineries (with respective dates) were considered:*

- *Refinaria do Nordeste (RNEST), starting operations in 2014.*
- *Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), phase I in 2015 and phase II in 2018.*
- *Premium I, first module in 2017.*
- *Premium II in 2018.*

*Brazil is expected to be net petroleum product demander until 2016, with huge import volumes of diesel fuel in 2013 and 2014. For fuel oil, an excess of supply is expected to occur until 2018.*

*However, as refinery Premium I starts its operational phase, Brazil becomes a net supplier in the market of petroleum products, especially in 2018 when the phase II of COMPERJ and refinery Premium II starts production. This position will require appropriate business strategies of domestic producers.*

Por outro lado, o país será exportador líquido de petróleo durante todo o período, com a expectativa de atingir o pico máximo exportado da ordem de 400.000m<sup>3</sup>/d (aproximadamente 2,5 milhões de barris por dia) em 2021, principalmente de petróleos do tipo médio, onde estão inseridos os grandes volumes dos campos da região do pré-sal. As importações de outro petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste de elenco de petróleo, ocorrem também em todo o período, porém em volumes bastante reduzidos.

*In the crude oil market, Brazil is a net supplier throughout the ten-year horizon, and it is expected to export 400 thousand m<sup>3</sup>/day (around 2.5 million barrels per day) in 2021. Mainly exports are medium-crude oil from the pre-salt area. Some light crude-oil imports are expected in the ten-year horizon for specific petroleum products, but volumes are not significant.*

## Evolução do Balanço de Derivados / Petroleum Product Evolution

Na evolução do balanço de derivados de petróleo no Brasil (Tabela 12), há mudança de condição de importador líquido para exportador líquido no 2º quinquênio do horizonte.

*In the evolution of the balance of the main petroleum products in Brazil (Table 12), the country turns into a net exporter in the 2<sup>nd</sup> half of the ten-year period.*

A exceção é o coque, embora a produção de coque seja crescente no período. Cabe ressaltar que o objetivo principal das unidades de coqueamento não é atender ao mercado de coque, e sim a conversão de resíduos em destilados mais nobres (como o óleo diesel, o QAV e a gasolina). Assim, o coque obtido é apenas um subproduto decorrente do processo.

*The exception is coke, despite its increasing production throughout the ten-year horizon. However, the main goal of petroleum coke plants is not to meet coke demand, but to be used in the conversion of low-value residue into high-value light products. Therefore, petroleum coke is only a by-product of the refining process.*

**Tabela 12 – Abastecimento do Mercado dos Principais Derivados**  
**Table 12 – Liquid Fuel Balance**

(milhões / million m<sup>3</sup>/d)

Combustível / Fuel		2012	2016	2021
GLP / LPG	Produção / Production	31,3	40,3	50,6
	Refinarias / Refineries <sup>(1)</sup>	22,2	25,1	30,9
	UPGN / Gas Processing Units <sup>(2)</sup>	9,1	15,3	19,7
	Demanda / Consumption	36,8	41,0	46,4
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(5,5)</b>	<b>(0,7)</b>	<b>4,3</b>
Nafta	Produção / Production	17,1	29,2	44,3
	Demanda / Consumption	35,6	35,6	35,6
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(18,6)</b>	<b>(6,4)</b>	<b>8,7</b>
Gasolina / Gasoline	Produção / Production	76,6	69,9	79,2
	Demanda / Consumption	79,9	69,5	79,2
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(3,2)</b>	<b>0,4</b>	<b>0,0</b>
QAV / Jet Fuel	Produção / Production	14,2	21,2	30,8
	Demanda / Consumption	19,8	24,3	30,8
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(3,1)</b>	<b>0,0</b>
Diesel / Diesel Fuel	Produção / Production	124,3	162,7	249,5
	Demanda / Consumption	147,9	178,2	211,7
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(23,7)</b>	<b>(15,6)</b>	<b>37,8</b>
	Importação / Imports	23,7	15,7	0,0
	Exportação / Exports <sup>(5)</sup>	0,0	0,2	37,8
Óleo Combustível / Fuel Oil	Produção / Production	37,9	35,2	36,3
	Demanda / Consumption	24,6	28,8	36,1
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>13,3</b>	<b>6,4</b>	<b>0,2</b>
Coque / Coke	Produção / Production	10,6	19,9	24,8
	Demanda / Consumption	19,2	23,1	28,9
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(8,6)</b>	<b>(3,2)</b>	<b>(4,1)</b>
Total	Produção / Production	312,1	378,4	515,6
	Demanda / Consumption	363,9	400,5	468,8
	<b>Saldo líquido / Net Production</b>	<b>(51,9)</b>	<b>(22,1)</b>	<b>46,8</b>
	Importação / Imports	65,2	29,4	6,2
	Exportação / Exports	13,3	7,3	53,0

(1) Inclui a produção das centrais petroquímicas e da Usina Industrial do Xisto (SIX). Não considera a produção de GLP oriunda de gás natural, nem o GLP não energético. / It includes the production of petrochemical stations and Usina Industrial do Xisto (SIX). It does not consider LPG production from the natural gas and non-energy LPG.

(2) Inclui também o total da produção de GLP oriundo das Unidades de Fracionamento de Líquidos de Gás Natural (UFL) e das UPGN que estão localizadas nas refinarias. Estes valores poderão sofrer variações significativas, dependendo da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, bem como do crescimento do mercado deste combustível. / It includes LPG production from NGL Fractionation Plants and from the Gas Processing Units in the refineries. These figures depend on the thermal power plant dispatch and, thus, may vary substantially.

Fonte / Source: EPE.

## Expansão da Infraestrutura de Transporte / Transportation Infrastructure Expansion

As movimentações previstas de derivados indicam que cinco polidutos de transporte deverão atingir a saturação no horizonte estudado: OPASC (Oleoduto Araucária–Biguaçu), OLAPA (Oleoduto Araucária–Paranaguá), ORSUB (Oleoduto Recôncavo–Sul da Bahia), OSPLAN 24 (Oleoduto do Planalto, de 24” de diâmetro, São Sebastião–Guararema–Paulínia) e OSBRA (Oleoduto São Paulo–Brasília).

Adicionalmente, a EPE analisou a possibilidade de ser implantado um poliduto para o transporte de claros (GLP, Gasolina A e Óleo Diesel) entre a REPAR (Araucária, PR) e o Município de Presidente Prudente, no Estado de São Paulo. Este poliduto<sup>13</sup> atenderia a 18 Polos de Abastecimento nos Estados de Paraná, São Paulo e Mato Grosso do Sul. O duto proposto reduziria substancialmente o transporte rodoviário de GLP, diesel e gasolina nas regiões atendidas.

No que diz respeito às movimentações de petróleo, nas hipóteses analisadas, verifica-se que todos os sistemas atendem às necessidades das refinarias atuais no horizonte considerado.

*Up to 2021, it is expected that 5 liquid fuel pipelines will reach full capacity: OPASC (Araucária–Biguaçu), OLAPA (Araucária–Paranaguá), ORSUB (Recôncavo–Sul da Bahia), OSPLAN 24 (São Sebastião–Guararema–Paulínia), and OSBRA (São Paulo–Brasília) what certainly will imply investment in capacity increase.*

*Additionally, a new liquid fuel pipeline is suggested in this EEP for transportation of light distillates (LGP, A-type gasoline and diesel fuel) from REPAR (Araucária, Paraná state) and the city of Presidente Prudente, in São Paulo state. The suggested pipeline<sup>14</sup> would serve 18 supply hubs in the states of Paraná, São Paulo and Mato Grosso do Sul and would substantially reduce the road transportation of LGP, diesel fuel and gasoline in the area.*

*In the case of oil pipelines, the transportation infrastructure of the existing refineries is sufficient to their expected production evolution up to 2021.*

<sup>13</sup> Principais características do projeto: extensão de 650 km, diâmetro de 18 polegadas, Capacidade Inicial (aproximada): 7 milhões m<sup>3</sup>/a; Terminais terrestres: Guarapuava, Maringá e Presidente Prudente; Investimentos previstos: US\$ 1,4 bilhão.

<sup>14</sup> Main technical characteristics: extension of 650 km, 18-inch diameter, initial capacity of 7 million cubic meters/a, terminals: Guarapuava, Maringá and Presidente Prudente, and total investment of US\$ 1.4 billion.

## GÁS NATURAL / NATURAL GAS

Foram estabelecidas projeções de preços do gás natural no Brasil considerando a hipótese de 75% de competitividade com o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro.

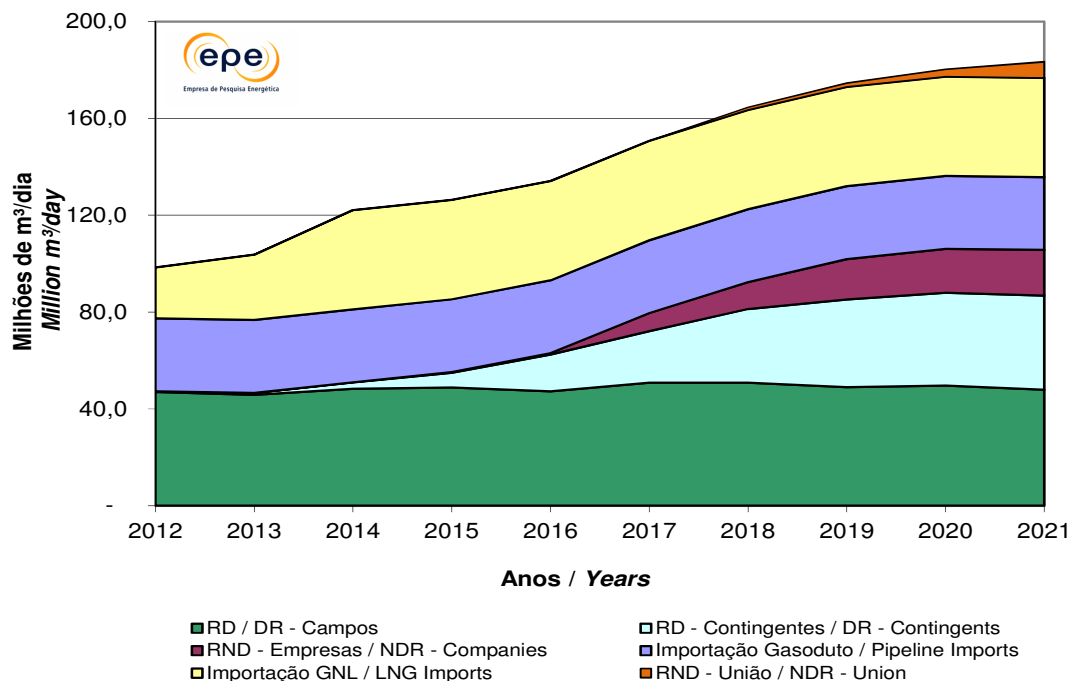
Projeta-se uma ampliação da oferta total de gás natural na malha integrada de cerca de 98 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012 para 183 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2021 (Figura 20).

Desses totais, 71 milhões de m<sup>3</sup>/dia correspondem à importação em 2021, sendo 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás boliviano e de 41 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GNL. Assim, verifica-se que a oferta do gás natural nacional na malha integrada eleva-se de um patamar de 47 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012 para 112 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2021. Deste total em 2021, cerca de 48 milhões de m<sup>3</sup>/dia referem-se aos recursos descobertos, 39 milhões de m<sup>3</sup>/dia a recursos contingentes e 25 milhões de m<sup>3</sup>/dia a novas descobertas.

*In the forecast exercise it was assumed that the relative price of natural gas would be 75% in terms of OC ATE fuel oil (high sulfur content), the main important substitution fuel in the Brazilian industry sector. Furthermore, forecasts refer only to the pipeline integrated grid, what excludes natural gas supply in the North region.*

*Total supply of natural gas (Figure 20) is expected to rise from 98 million of m<sup>3</sup>/day in 2012 to 183 million of m<sup>3</sup>/day in 2021, including total imports of 71 million m<sup>3</sup>/day (30 million of m<sup>3</sup>/day from Bolivia and 41 million of m<sup>3</sup>/day of LNG). The total domestic production of 112 million of m<sup>3</sup>/day in 2021 can be decomposed in 48 million of m<sup>3</sup>/day of discovered resources, 39 million of m<sup>3</sup>/day of contingent resources, and 25 million of m<sup>3</sup>/day of new discoveries.*

**Figura 19 – Oferta total de gás natural no Brasil (Malha Integrada)**  
**Figure 19 – Total Supply of Natural Gas in the Pipeline Integrated Grid**



Fonte / Source: EPE.

## Balanco do Gás Natural / Balance of Natural Gas

As projeções de demanda de gás natural na malha integrada, ao considerar o mercado das companhias distribuidoras locais, o consumo em refinarias e as fábricas de fertilizantes, passam de um total de 61 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012 para 116 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2021. Quando incluído o atendimento do parque termelétrico a gás e bicomcombustível em sua capacidade máxima, estes valores passam de cerca de 104 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012 para 170 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2021 (Figura 21).

Assim, a oferta total é suficiente para atender a demanda esperada de gás natural no horizonte do PDE. A demanda máxima também é atendida, a menos de alguns anos, desde que as bicomcombustíveis sejam também despachadas.

Os investimentos totais na expansão da malha integrada devem atingir cerca de R\$ 8 bilhões.

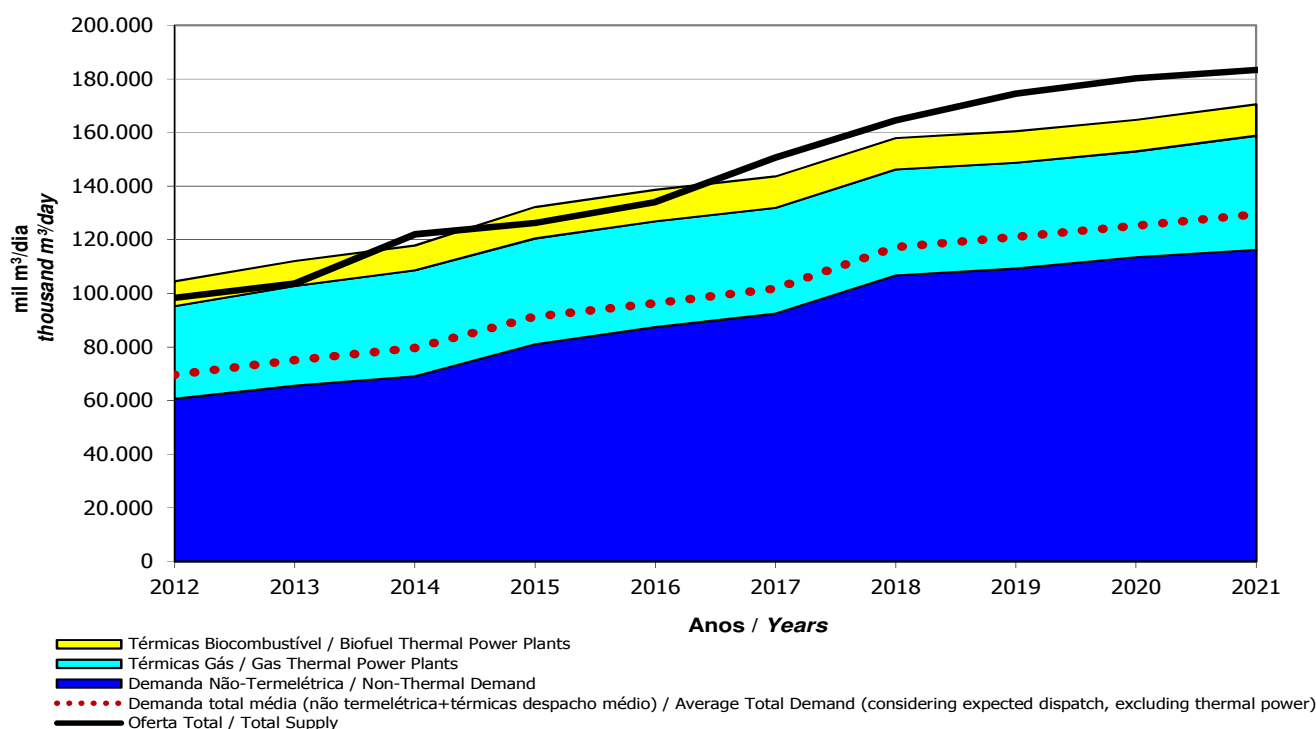
*Total demand of natural gas in the pipeline grid is computed for two alternatives: when thermal power plants are fully dispatched (maximum dispatch) and in the expected dispatch case. In the first case, total demand of natural gas in the pipeline integrated grid is expected to rise from 104 million of m<sup>3</sup>/day in 2012 to 170 million of m<sup>3</sup>/day in 2021. In the expected dispatch case, it is expected to rise from 61 million of m<sup>3</sup>/day in 2012 to 116 million of m<sup>3</sup>/day in 2021.*

*Therefore, the total supply is sufficient to attend the expected total demand of natural gas throughout the ten-year horizon (Figure 21). Total maximum demand is also attended with some minor problems in specific years and only in the case two-fuel thermal power plants were also dispatched.*

*Estimated investments in the pipeline integrated grid is expected to amount R\$ 8 billion.*



**Figura 20 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada**  
**Figure 20 – The Balance of Natural Gas in the Pipeline Integrated Grid**



Fonte / Source: EPE.

## OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS / BIOFUELS AND BIOMASS

### Biodiesel

No horizonte decenal não se espera a utilização de biodiesel além do percentual obrigatório (B5) e seu preço deverá permanecer superior ao do diesel neste período.

A capacidade instalada de produção em 2011 é suficiente para atendimento da demanda até 2021, caso o percentual mandatório permaneça em 5% (B5), conforme Figura 22.

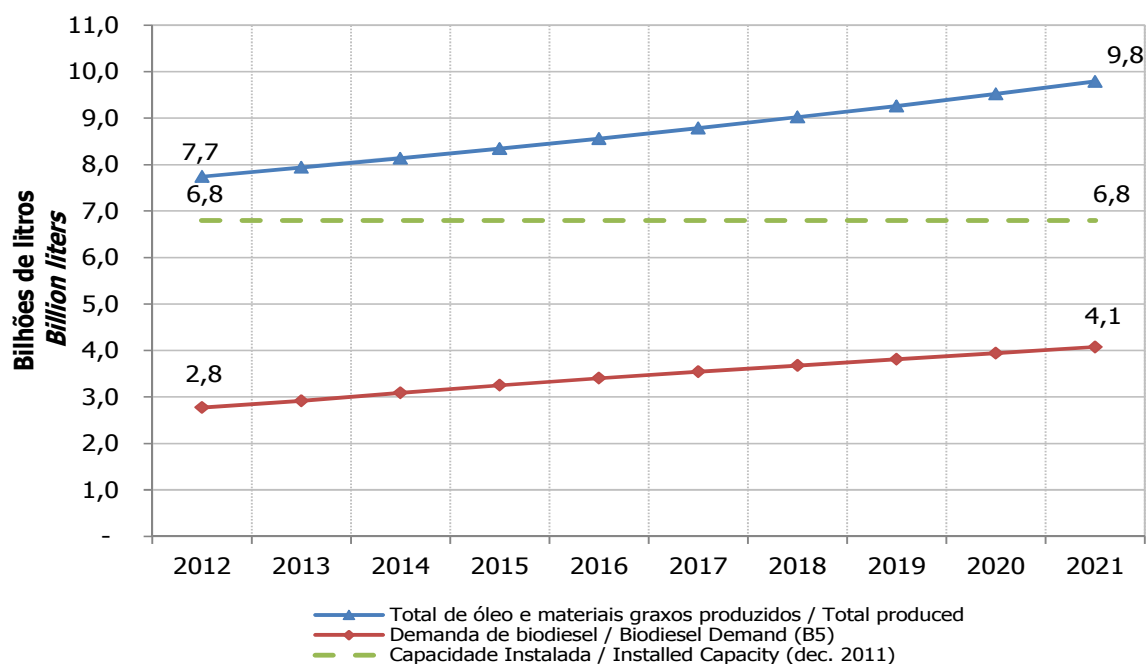
Ainda assim, estimam-se investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão em usinas de produção de biodiesel no período decenal. Embora haja programas de governo de fomento de cultivos energéticos alternativos, o óleo de soja deverá continuar como principal insumo para a produção de biodiesel no período decenal.

*In the ten-year horizon, the mandatory percentage (B5) of biodiesel in the diesel blend is not changed what, given the expected higher relative price of the biodiesel, contributes to be the main driver of biodiesel production.*

*The balance of biodiesel (Figure 22) indicates that total production capacity of 6.8 billion liters in 2011 is sufficient to attend demand until 2021, if B5 mandatory policy is unchanged. Yet, investments totaling R\$ 1 billion are expected in capacity expansion.*

*Nonetheless public policy incentives (e.g., PROPALMA for palm oil), soya oil continues to be the main input in the biodiesel production in the ten-year horizon.*

**Figura 21 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel**  
**Figure 21 – The Evolution of Balance of Biodiesel**



Fonte / Source: ANP.

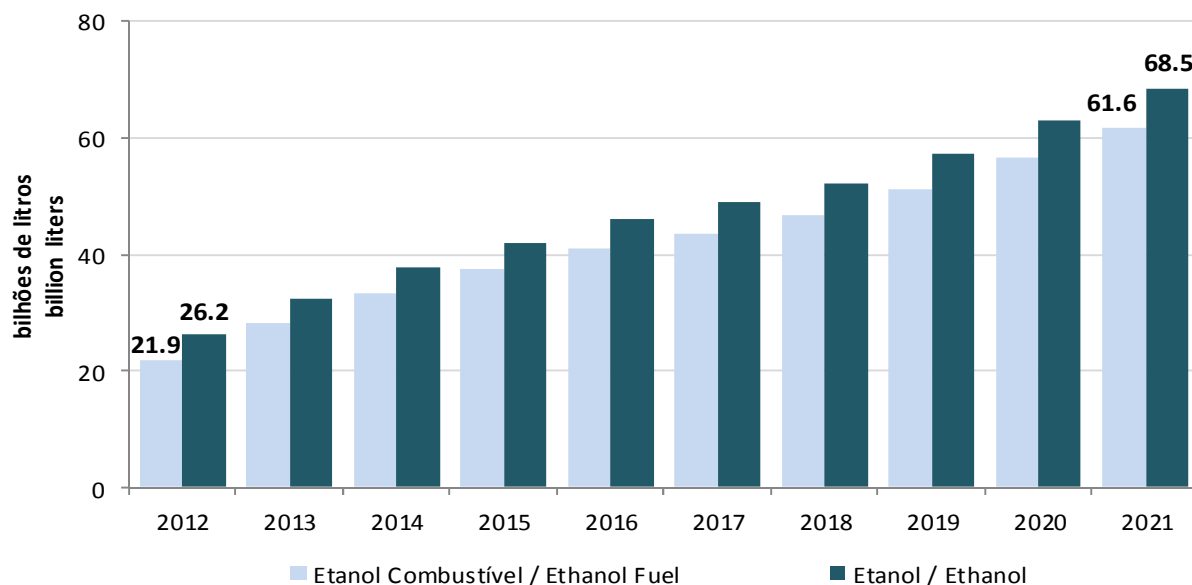
## Etanol / Ethanol

Projeta-se que a demanda total de etanol, de 26,2 bilhões de litros em 2012, alcançará pouco mais de 68,5 bilhões em 2021 (crescimento médio de 10% a.a.), compreendendo o mercado interno – combustível e outros usos – e a parcela destinada à exportação.

A demanda de etanol combustível (anidro e hidratado) deverá apresentar um crescimento de quase 11% ao ano.

*Total demand of ethanol (Figure 23) is expected to rise at an average rate of 10% per year, from 26.2 billion liters in 2012 to 68.5 billion in 2021, leading by fuel ethanol (anhydrous and hydrated) which is expected to rise at an average rate of 11% per year, from 21.9 billion liters in 2012 to 61.6 billion in 2021.*

**Figura 22 – Evolução esperada da demanda por etanol**  
**Figure 22 – The Expected Evolution of Ethanol Demand**

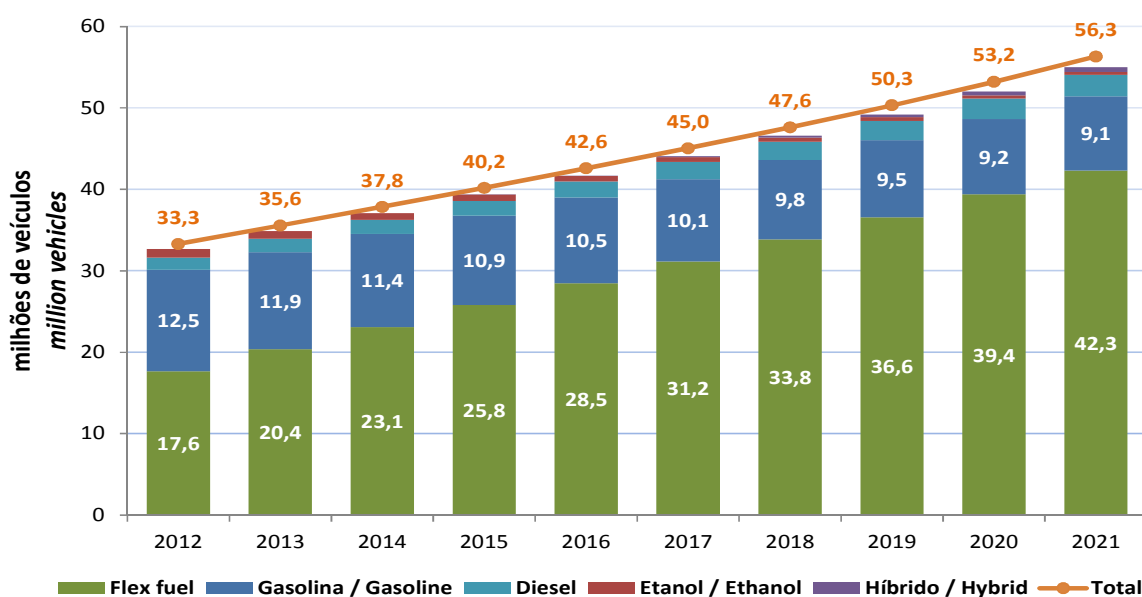


Fonte / Source: EPE.

O mercado brasileiro de etanol deverá continuar em expansão, devido, principalmente, ao aumento da frota de veículos *flex-fuel*, que passará de 17,6 milhões de veículos em 2012 para 42,3 milhões em 2021, conforme Figura 24.

*The impressive increasing in ethanol fuel demand in the ten-year horizon is related to the expansion of the flex-fuel light-duty vehicle (LDV) fleet which is expected to increase from 17.6 million in 2012 to 42.3 million in 2021 (Figure 24).*

**Figura 23 – Perfil da frota de veículos leves por combustível**  
**Figure 23 – The Expected Evolution of LDV Fleet by Fuel Type**



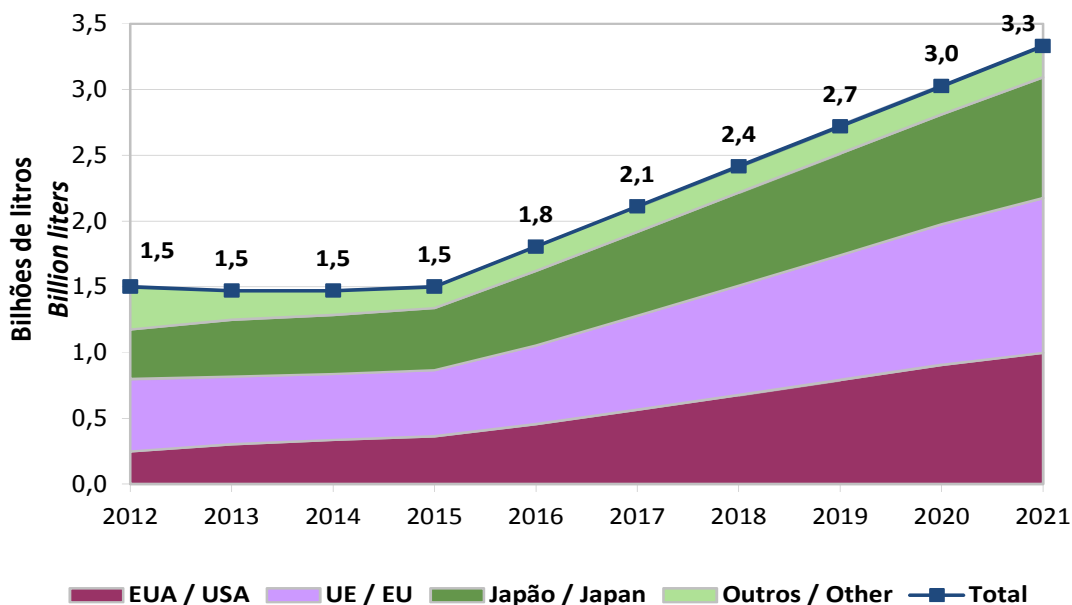
Fonte / Source: EPE.

## Exportações de Etanol / Ethanol Exports

O Brasil deverá manter-se na liderança das vendas internacionais. Entretanto, não se prevê uma ampliação significativa dos volumes exportados pelo Brasil, no período analisado, dada a tendência de mercados mais protecionistas nos próximos anos e as limitações de produção de etanol no país. Estima-se que, entre 2012 e 2015, os volumes exportados serão praticamente constantes e bastante modestos. Nesse período, o país se limitará a atender a contratos de exportação, principalmente entre empresas brasileiras e americanas. As projeções de exportação do etanol brasileiro devem alcançar 3,3 bilhões de litros em 2021 em volume exportado.

*Although it is expected that Brazil keeps its international leadership in ethanol exports, export volumes will not rise significantly in the next years (Figure 25), given the protectionism trend of some important foreign markets and some domestic supply constraints. After 2015, with growth resuming in foreign markets and the overcoming of current domestic supply constraints, ethanol exports is expected to reach 3.3 billion liters in the end of the forecast horizon.*

**Figura 24 – Volume total exportado**  
**Figure 24 – Total Ethanol Exports**



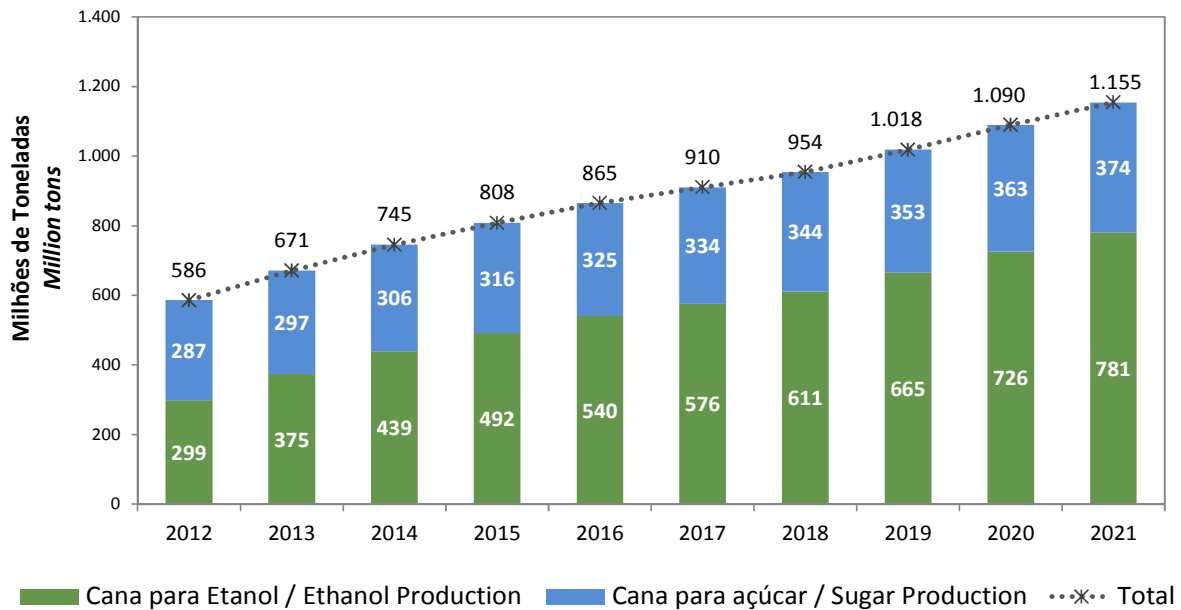
Fonte / Source: Elaboração da EPE com dados da Petrobras, EIA, F.O.Licht. / Elaboration EPE from data of EIA, F.O.Licht, Petrobras.

## Expansão de Produção Requerida/Corresponding Sugarcane Production

Para atendimento da demanda total de etanol projetada pela EPE em 2021, será necessário expandir a produção de cana para 1,2 bilhão de toneladas, conforme Figura 26.

*To attend total demand of ethanol, the corresponding sugarcane production is required to reach 1.2 billion tonnes in 2021 (Figure 26).*

**Figura 25 – Quantidade de cana para atender a demanda**  
**Figure 25 – Sugarcane Production Requirement**

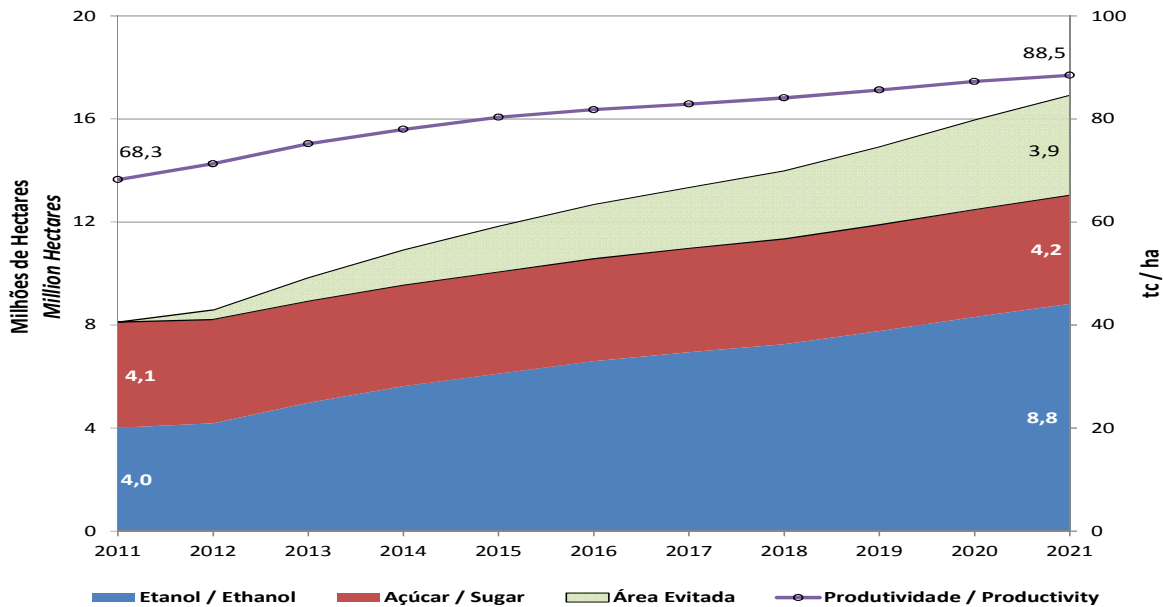


Fonte / Source: EPE.

A área necessária não crescerá na mesma proporção devido aos ganhos de produtividade. A Figura 26 apresenta a projeção da área necessária e do rendimento. A utilização de novas tecnologias na fase industrial tornará a produção de etanol mais eficiente, reduzindo o uso de insumos e a geração de resíduos.

*Given expected productivity gains due to technological advancements in the refining (less input-intensive technologies and reduction of waste), the required land area increase is less than proportional to the increase in sugarcane production (Figure 27).*

**Figura 26 – Produtividade e projeção da área necessária para a produção de cana**  
**Figure 26 – Productivity and Land Requirements in the Sugarcane Production**



Fonte / Source: EPE.

## Investimentos Estimados / Estimated Investments

O investimento necessário até 2021 está previsto em cerca de 71 bilhões de reais na construção e ampliação da capacidade agrícola e industrial brasileira.

O volume total produzido e transacionado em 2021 necessitará de uma infraestrutura de transporte mais adequada que a atual, baseada no modal rodoviário, com a introdução das opções dutoviária, hidroviária e ferroviária. Também será necessária estrutura portuária e de armazenamento compatíveis com os volumes a serem movimentados.

Atualmente, existe um projeto de infraestrutura dutoviária com participação das principais empresas do setor sucroalcooleiro e da Petrobras, cujo investimento estimado é de R\$ 6,5 bilhões.

*Estimated investments in total supply expansion amount to R\$ 71 billion up to 2021.*

*Furthermore, the increase in the ethanol production requires a suitable transportation infrastructure. This means less usage of road transportation and more utilization of train, waterway and pipeline transportation, besides a better port infrastructure and storage capacity.*

*Estimated investment in ethanol transportation infrastructure amount to R\$ 6.5 billion, a ethanol pipeline built in a joint-venture of Petrobras and other ethanol producers.*

## Biomassa de Cana-de-Açúcar / Sugarcane Bagasse

Em 2021, a cana produzida no Brasil poderá disponibilizar cerca de 312 milhões de toneladas de bagaço, cujo potencial técnico de geração é da ordem de 10 GWmed. O potencial técnico do aproveitamento da palha e ponta varia entre 9,2 e 14,5 GWméd ao fim do período decenal.

Portanto, o potencial técnico do bagaço de cana-de-açúcar é promissor, embora questões de competitividade possam limitar o seu aproveitamento pleno.

*From the expected sugarcane production perspectives, it is expected 312 million tonnes of sugarcane bagasse in 2021. This amount corresponds to total power capacity of approximately 18,000 MW (10,000 average GW of energy) that can be added to the power system. Considering the technical potential of sugarcane straw and residuals, an additional energy generation ranging from 9,200 to 14,500 average MW can be added in the end of the horizon period. Thus, the technical potential of sugarcane bagasse is very promising, although competitiveness questions may limit the full power potential of this renewable energy source.*

## IV – ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE / SOCIOENVIRONMENTAL AND SUSTAINABILITY ISSUES

Na análise socioambiental do PDE 2021 foram utilizados critérios e procedimentos que configuram, sob uma visão abrangente, o uso extensivo do conceito de sustentabilidade.

*Environmental and sustainability criteria take into account local and global energy source impacts, the mitigation or the compensation of ecosystem and biodiversity impacts of energy production, and the prioritization of use of renewable sources.*

### EMISSÕES DE GEE / GHG EMISSIONS

O PDE constitui-se, no âmbito do setor de energia, no plano de mitigação e adaptação às mudanças climáticas, apresentando a avaliação das emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao cenário de produção e uso da energia.

*The Ten-Year Energy Expansion Plan constitutes the main document of GHG emissions related to the production and use of energy in the Brazilian Climate Change policy.*

Apesar de não estar vinculado ao compromisso de redução, o Brasil tem empreendido esforços no sentido de mitigar suas emissões como forma de contribuir para o objetivo global de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera, princípio basilar da Convenção.

*One of the main objectives of the 2021 EEP was to abide by the law 12.187 of 2009 and decree 7.390 of 2010 which impose the ceiling of 680 million tonnes of CO<sub>2</sub> related to the production and use of energy by 2020.*

A Tabela 13 apresenta as emissões devido à queima de combustíveis fósseis na produção e uso da energia e também as emissões fugitivas calculadas com base neste PDE 2021.

*Total GHG emissions related to the energy balance reach 622 million tonnes of CO<sub>2</sub> in 2020, as shown in Table 13 by sector.*



**Tabela 13 – Emissões de GEE relativas à produção e ao uso de energia**  
**Table 13 – GHG emissions related to the production and use of Energy**

		MtCO <sub>2</sub> -eq, relativos à queima de combustíveis fósseis million tonnes of CO <sub>2</sub> related to fossil fuels (MtCO <sub>2</sub> -eq)			
<b>Setor / Sector</b>		<b>2011</b>	<b>2016</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Transportes / <i>Transports</i>		192	225	261	269
Industrial		99	133	160	165
Elétrico / <i>Power</i>	SIN / <i>National Grid</i>	20	26	29	31
	Autoprodução / <i>Own Use</i>	10	28	39	38
Energético / <i>Energy (exc. Power)</i>		25	34	46	48
Emissões fugitivas / <i>Fugitive Emissions</i> <sup>(1)</sup>		12	27	36	38
Agropecuário / <i>Agriculture and Cattle Farming</i>		18	22	25	25
Residencial / <i>Residential</i>		18	20	22	23
Comercial / <i>Commercial</i>		2	2	2	2
Público / <i>Public Sector</i>		1	2	2	2
<b>Total</b>		<b>396</b>	<b>519</b>	<b>622</b>	<b>641</b>

(1) Não incluem emissões nas minas de carvão. / *Do not include emissions from coal mines.*

Fonte / *Source*: EPE.

Este PDE 2021 foi elaborado tendo entre seus objetivos atingir uma meta de emissões previamente fixada, qual seja manter no ano horizonte, 2021, a mesma intensidade de emissões, conceituada como sendo a quantidade de emissões (kgCO<sub>2</sub>-eq) por unidade do PIB, observada em 2005, tendo como base para as emissões desse ano o Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa.

A intensidade de carbono no uso da energia (tCO<sub>2</sub>/tep) e a intensidade de carbono na economia (tCO<sub>2</sub>/US\$) em 2021 (Tabela 14) serão menores em 2021 do que em 2005.

*The significant renewable share in the energy balance in the ten-year horizon is fundamental to the GHG emission results obtained above and to keep this renewable share at high levels constitutes one of the main challenges in the power capacity expansion.*

*The respective carbon intensity related to the production and use of energy (tCO<sub>2</sub>/tep) and the carbon intensity of the economy (tCO<sub>2</sub>/US\$) in 2021 (Table 14) will be less than the respective 2005 values, thus fulfilling the environmental targets.*

**Tabela 14 – Intensidade de carbono devido à produção e ao uso da energia**  
**Table 14 – Carbon intensity related to the production and use of energy**

Setor / Sector	2005	2020	2021
Emissões de GEE na produção e uso de energia / <i>GHG emissions of the production and use of energy.</i> (milhões de tCO <sub>2</sub> -eq / <i>million of tCO<sub>2</sub>-eq</i> )	329	622	641
PIB / <i>GDP</i> (R\$ bilhões [2010] / <i>R\$ billion in constant values of 2010</i> )	2.967	5.734	6.021
Consumo final energético / <i>Final energy consumption</i> (milhões tep / <i>million toe</i> )	182,7	353,2	367,5
Intensidade de carbono no uso da energia / <i>Carbon intensity of the production and use of energy</i> (kgCO <sub>2</sub> -eq / <i>toe</i> )	1.801	1.761	1.744
Intensidade de carbono na economia / <i>Carbon intensity of the economy</i> (kgCO <sub>2</sub> -eq / <i>R\$ thousand</i> )	110,9	108,5	106,5

*Nota / Note: A equivalência de CO<sub>2</sub> é dada pela métrica do GWP para 100 anos (CH<sub>4</sub>=21 e N<sub>2</sub>O=310). | The CO<sub>2</sub> serves as the reference gas for GHE emission calculations. To compute the 100 year global warming potential (GWP) of other GHG it was used the following equivalence: CO<sub>2</sub>=1, CH<sub>4</sub>=21, and N<sub>2</sub>O= 310.*

*Fontes / Sources: EPE, MCT & IPEA.*

## ANÁLISE AMBIENTAL / ENVIRONMENTAL ANALYSIS

A seguir é apresentado um conjunto de indicadores socioambientais relativos à expansão da geração e transmissão de energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

*This section presents the main conclusions of environmental analysis for Power and Power Transmission, Oil and Gas (O&G), Ethanol, and Biodiesel.*

### Geração Hidrelétrica / Hydro Power

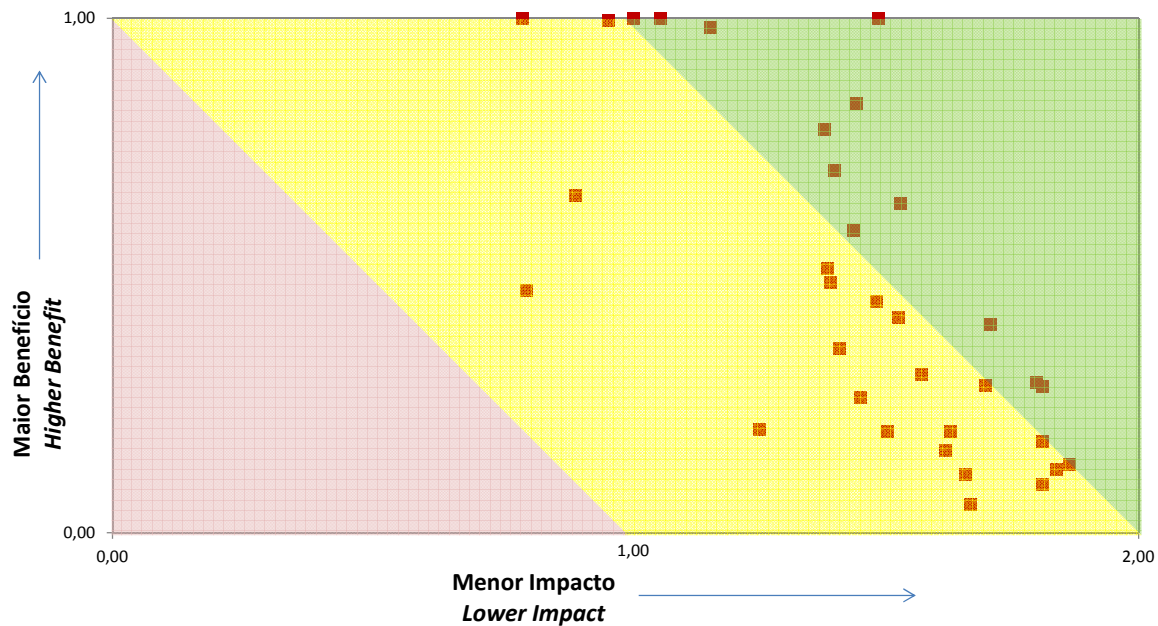
A expansão da oferta de energia elétrica do PDE 2021 compreende a implantação de 34 usinas hidrelétricas (UHEs), prevendo um aumento de cerca de 42.000 MW na potência instalada do parque hidrelétrico brasileiro. A região Amazônica concentra a expansão, tanto em número de projetos quanto em termos de potência instalada (86,5%). Essa região constitui a fronteira hidrelétrica do país onde se localiza grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda não explorado.

*The indicative hydro power capacity expansion comprises 34 UHEs in the ten-year horizon, which corresponds to a capacity increase of approximately 42,000 MW. Amazon region concentrates most of the expansion, both in terms of number of power projects and installed capacity.*

*The eventual social and environmental impacts and benefits stemming from the deployment of UHEs were shown in Figure 27.*

Os potenciais impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs do PDE 2021 são apresentados na Figura 27.

**Figura 27 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs**  
**Figure 27 – Cost-benefit environmental analysis of UHEs**



Fonte / Source: EPE.

Na figura podem ser reconhecidas três regiões distintas. A região mais à direita e mais elevada caracteriza-se, principalmente, por menores impactos socioambientais e maiores benefícios socioeconômicos. Em contraposição, projetos com maiores impactos e menores benefícios tendem a se concentrar na região mais próxima à origem. A avaliação socioambiental das UHEs do PDE 2021 não indicou nenhuma dessas usinas nessa área. A região intermediária compreende a faixa onde a relação entre impactos e benefícios tende a ser mais equilibrada. A maior parte das UHEs do PDE 2021 (65%) está situada na área intermediária.

Para a implantação dos 34 projetos previstos, necessita-se de uma área de 6.456 km<sup>2</sup>, referente aos reservatórios das usinas, o que representa 0,15 km<sup>2</sup>/MW (a média das UHEs existentes é de 0,46km<sup>2</sup>/MW) e uma área de 3.450 km<sup>2</sup> de vegetação nativa ou 0,08km<sup>2</sup>/MW. Dos 34 projetos, dois interferem em unidades de conservação (UC) de proteção integral e dois em UCs de uso sustentável.

*Figure 27 shows UHE projects (dots) and three areas. The area at the upper right (green) represents UHEs with the highest social and economic benefits while keeping social, economic and environmental impacts at the lowest level. The area at the lower left (pink) represents UHEs with the lowest social and economic benefits and at the same time with higher social, economic and environmental impacts. The middle area represents an intermediate situation between the two extremes.*

*The required reservoir area amounts to 6,456 km<sup>2</sup>, which represents a low ratio of 0.15 km<sup>2</sup>/MW, when compared to the average of the existing UHEs of 0.46km<sup>2</sup>/MW, and an additional area of 3,450 km<sup>2</sup> of native forest, or 0,08km<sup>2</sup>/MW. Two UHE projects interfere in conservation units (UC) of total protection and two UHE projects in UCs of sustainable use.*

Estima-se que serão afetados aproximadamente 62 mil habitantes, o que representa 1,5 hab/MW, e que dois projetos interferirão diretamente em terras indígenas. Por outro lado serão gerados 139.700 empregos diretos nos picos das obras (3,3 empregos/MW), uma compensação financeira anual de R\$ 508 milhões e uma compensação financeira, ao longo dos 10 anos, de R\$ 2.035 milhões para os Estados e para os municípios. Ainda serão gerados nas obras R\$ 2.300 milhões relativos ao ISS.

A Tabela 15, disponível abaixo, resume as variáveis analisadas a respeito do setor hidrelétrico.

*It is estimated that the 34 UHE projects will affect 62 thousand inhabitants (1.5 hab/MW) and 2 UHE projects interfere in indigenous lands. On the other hand, the projects will create 139.700 direct jobs at the peak of the construction phase (3.3 jobs/MW), an annual financial compensation amount of R\$ 508 million and an additional financial compensation amount to states and cities of R\$ 2,035 million in ten years. In the construction phase, ISS revenues are expected to amount to R\$ 2,300 million.*

*Figures associated to the hydropower plant are summarized in the following Table 15.*

**Tabela 15 – Indicadores da geração hidrelétrica**  
**Table 15 – Summary of HydroPower Environmental Analysis**

<b>Variáveis / Variables</b>	<b>Valor / Value</b>	<b>Observação / Observation</b>
Área alagada / <i>Flooded Area</i>	6.456 km <sup>2</sup>	0,078% do território nacional / <i>of total country area</i>
Área alagada por potência instalada / <i>Flooded Area per MW</i>	0,15 km <sup>2</sup> /MW	Média de UHE existentes / <i>Average of the current UHEs: 0,49 km<sup>2</sup>/MW</i>
Perda de vegetação nativa / <i>Loss of forest area</i>	3.450 km <sup>2</sup>	0,066% da área da Amazônia Legal / <i>of the Legal Amazon area</i>
Perda de vegetação nativa por MW / <i>Loss of forest area per MW</i>	0,08 km <sup>2</sup> /MW	
Projetos com interferência em UC de proteção integral / <i>Projects affecting full protection conservation units</i>	2	De / <i>Out of 34 UHEs</i>
Projetos com interferência em UC de uso sustentável / <i>Projects affecting sustainable-use conservation units</i>	3	De / <i>Out of 34 UHEs</i>
População diretamente afetada / <i>Directly affected population</i>	62.000 habitantes / <i>inhabitants</i>	
População diretamente afetada por potência instalada / <i>Directly affected population per MW</i>	1,5 hab./MW	
Projetos que interferem diretamente em TI / <i>Projects affecting indigenous lands</i>	2	De / <i>Out of 34 UHEs</i>
Empregos diretos gerados em 34 UHEs (1) / <i>Direct Job Creation</i>	139.700 empregos / <i>jobs</i>	No pico das obras / <i>At the peak of the construction phase</i>
Empregos diretos gerados por potência instalada em 34 UHEs / <i>Direct Job Creation per MW</i>	3,3 empregos por MW / <i>Jobs per MW</i>	No pico das obras / <i>At the peak of the construction phase</i>
Compensação financeira / <i>Financial compensation</i>	R\$ 508 milhões / <i>million</i>	No período de dez anos, 31% da compensação financeira paga em 2011 por todas as UHEs em operação / <i>In the ten-year period. The annual average amount represents 31% of total financial compensation paid by operating UHE in 2011</i>
Compensação financeira para os Estados / <i>Financial compensation to states</i>	R\$ 2.035 milhões / <i>million</i>	No período de dez anos / <i>In the ten-year period</i>
Compensação financeira para os municípios / <i>Financial compensation to cities</i>	R\$ 2.035 milhões / <i>million</i>	No período de dez anos / <i>In the ten-year period</i>
ISS gerado nas obras / <i>City Tax (ISS) due to construction activities</i>	R\$ 2.300 milhões / <i>million</i>	No período de dez anos / <i>In the ten-year period</i>

Nota / Note: Considera dados de obras de 34 UHEs. / *The amount corresponds to only 34 UHEs construction.*  
 Fontes / Sources: EPE, MCT & IPEA.

## Geração Térmica / Thermal Power

Os indicadores ambientais relativos à geração termelétrica dizem respeito às emissões de GEE das usinas do SIN e das termelétricas autoprodutoras (Tabela 16).

*The main indicators related to Thermal Power are related to GHG emissions (Table 16), including those related to the thermal power in the E&P activities and the oil refining.*

**Tabela 16 – Indicadores ambientais da geração termelétrica**  
**Table 16 – Summary of Thermal Power Environmental Analysis**

Variáveis / Variables	Valor / Value	Observação / Observation
Emissões de GEE no Sistema Interligado Nacional / GHG Emissions in the National Grid	28 milhões de toneladas de CO <sub>2</sub> / million tonnes of CO <sub>2</sub>	Média anual esperada / Annual expected average
Emissões de GEE por autoprodução / GHG Emission of Selfproduction UTE	29 milhões de toneladas de CO <sub>2</sub> / million tonnes of CO <sub>2</sub>	Média anual esperada / Annual expected average

Fonte / Source: EPE.

## Transmissão de Energia Elétrica / Power Transmission

A área total das faixas de servidão<sup>15</sup> das futuras linhas de transmissão corresponde a 2.650 km<sup>2</sup>. Desse total, 1.225 km<sup>2</sup> (46%) correspondem a vegetação nativa, da qual 35% se localiza no Cerrado, 32% na Amazônia, 23% na Caatinga, 9% na Mata Atlântica, 1% nos Pampas e 0,9% no Pantanal. Mais da metade da área total requerida para a expansão do sistema de transmissão (54%) corresponde a terras ocupadas, entre outros, por agricultura, pecuária e áreas urbanas.

Entre as áreas de interesse socioambiental que poderão ser afetadas, direta ou indiretamente, pelos novos empreendimentos de transmissão figuram as áreas classificadas como prioritárias para a conservação da biodiversidade (cerca de 800 km<sup>2</sup> de faixas de servidão nessas áreas), seguidas de assentamentos do Incra (180 km<sup>2</sup>) e unidades de conservação de uso sustentável (114 km<sup>2</sup>).

*The total area of rights-of-way<sup>16</sup> corresponds to 2,650 km<sup>2</sup>, of which 1,225 km<sup>2</sup> (46%) of native forest in the Cerrado (35%), Amazônia (32%), Caatinga (23%), Atlântica Forest (9%), Pampa region (1%), and Pantanal (0.9%). The remaining share corresponds to lands devoted to economic activities (agriculture, cattle farming) or in urban areas.*

*The areas subject to direct or indirect environmental impacts of the new transmission lines include biodiversity priority areas (800 km<sup>2</sup>), INCRA settlements (180 km<sup>2</sup>), and conservation units for sustainable use (114 km<sup>2</sup>).*

<sup>15</sup> Para estimativa das interferências socioambientais das novas linhas de transmissão, considerou-se a largura da faixa de servidão, que varia conforme a tensão da linha (de 40 a 120 metros).

<sup>16</sup> In the estimation of the environmental impacts of the new transmission lines it was considered a right of way ranging from 40 to 120 meters, depending on the line tension.

**Tabela 17 – Indicadores da transmissão de energia elétrica**  
**Table 17 – Summary of Power Transmission Environmental Analysis**

Variáveis / Variables	Valor / Value	Observação / Observation
Extensão total das LTs (linhas de transmissão) / Total length of transmission lines (TLs)	40.863 km	Esse valor representa 41% da rede atual / The value represents 41% of the current national grid
Área das faixas de servidão / Rights-of-way (ROWs) total area	2.650 km <sup>2</sup>	
Área de faixas de servidão em UC de proteção integral / Total area of ROWs in full protection conservation units	2,2 km <sup>2</sup>	
Área de faixas de servidão em UC de uso sustentável / Total area of ROWs in conservation units of sustainable use <sup>(1)</sup>	114 km <sup>2</sup>	
Número de LTs com interferência direta com TI / Number of TLs directly affecting indigenous lands	1	De 168 LTs / Out of 168 TL
Empregos diretos gerados / Direct Jobs	120.000	No momento pico das obras / At the peak of the construction phase

Nota / Note: A área da faixa de servidão não corresponde à área de supressão de vegetação, que em UCs deve se limitar às áreas das torres / The ROW area do not correspond to the vegetation removal area that is limited to the transmission tower areas in the case of conservation units.

Fonte / Source: EPE.

## Produção de Petróleo e Gás Natural / Oil and Gas Production

Foram analisadas 336 unidades produtivas com início da produção previsto para o decênio em pauta. A maior parte das unidades produtivas (80%) apresentou grau igual ou inferior a 5, resultando em sensibilidade intermediária.

Neste PDE 2021, apenas 31% da produção de óleo prevista é do tipo pesado. Em adição, deve-se considerar que a maior parte desse volume será produzido na bacia de Campos, em áreas de sensibilidade baixa a moderada.

Associados às atividades de E&P relativas às unidades produtivas com recursos descobertos com produção prevista no horizonte decenal, foram estimadas a criação de 75 mil empregos diretos no pico das atividades, em 2015; a geração de 100 mil empregos indiretos, considerando as outras atividades da cadeia produtiva do petróleo; e a arrecadação destinada a estados e municípios de cerca de R\$ 267 bilhões nos próximos dez anos.

*The analysis of the environmental aspects of 336 O&G Production Units expected to be in operation during the ten-year period shows an intermediate environmental impact: in a scale ranging from 0 (lowest impact) to 11 (highest impact) 80% of the O&G Production Units are graded 5 or less. Essentially, the environmental impact of the O&G production depends on the environmental sensitivity, the characteristics of the resource (e.g., the oil density), and the probability of an accident.*

*Heavy oil in the EEP 2021 corresponds to 31% of the total oil production and most part of it will be produced in the Campos basin, in areas of low-to-moderate sensitivity.*

*In the case of O&G production units in the discovered resource areas, the associated job creation is expected to reach 75,000 direct jobs and 100,000 indirect jobs at the peak of the construction phase in 2015 and fiscal revenues (royalties and special government participations) due to states and cities to be around R\$ 267 billion in the period 2012-2021.*

**Tabela 18 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural**  
**Table 18 – Summary of O&G Production Environmental Analysis**

<b>Variáveis / Variables</b>	<b>Valor / Value</b>	<b>Observação / Observation</b>
Número de projetos com interferência em UC de proteção integral / <i>Projects with interference in Total Protection Conservation Unit</i>	2	De 336 UPs / <i>Out of 336 Production Units</i>
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável / <i>Projects with interference in Sustainable Use Conservation Unit</i>	13	De 336 Ups / <i>Out of 336 Production Units</i>
Empregos diretos gerados / <i>Direct Jobs</i>	75.000	Valor máximo, em 2015 / <i>Maximum, by 2015</i>
Empregos indiretos gerados / <i>Indirect Jobs</i>	100.000	Valor máximo, em 2015 / <i>Maximum, by 2015</i>
Recursos financeiros gerados / <i>Government Take</i>	R\$ 26,7 bilhões / <i>billion</i>	Royalties e participações especiais, calculados apenas para os recursos descoberto / <i>Only revenues of royalties and special participation</i>

Fonte / *Source*: EPE.

## **Etanol / Ethanol**

A análise socioambiental indicou que a expansão da área de produção de cana, estimada em 2,4 Mha, deverá ocorrer predominantemente em áreas de pastagem, não conflitando com a produção de alimentos e sem desmatamento.

No mercado de trabalho, a crescente mecanização da colheita, possibilitando significativos ganhos de produtividade, tem resultado na substituição de postos de trabalho insalubres e de baixa remuneração por outros que exigem níveis mais elevados de escolaridade e mesmo alguma capacitação técnica, que oferecem mais alta remuneração.

*It is expected that sugarcane production area will increase of 2.4 million of hectares (equivalent to 5.9 million acres), mostly in pasture lands. It is important to mention that this expansion does not occur at the cost of food production and deforestation.*

*In the sugarcane labor market, increasing harvest mechanization, boosting productivity gains, has led to substitution of poor working condition and low salary jobs for higher salary jobs due to higher educational and skill requirements.*

*Two expansions should be highlighted from the borderline of states of Minas Gerais and Goias. These two paths correspond to areas with medium-to-high suitability for sugarcane production, water availability, and available (or to be available) infrastructure.*



Mantém-se a tendência de crescimento da participação de fornecedores independentes na produção de cana, ultrapassando a proporção de 50% em 2014. A crescente participação desses fornecedores no atendimento à demanda por cana-de-açúcar indica que eles deverão concentrar, também, a força de trabalho na lavoura da cana. Portanto, iniciativas do poder público e da agroindústria canavieira visando a promoção de melhores condições para o trabalhador rural devem incorporar às discussões representantes dos fornecedores independentes e a eles estender suas ações.

*It is expected the increase of the share of the independent producers in the sugarcane production to be more than 50% by 2014. As for the labor market, the main trend in the sugarcane and ethanol labor market is the reduction in the relation of jobs in harvesting and jobs in sugarcane processing, due to harvesting mechanization. This process is expected to continue in the ten-year horizon in the main production areas, with increasing in the mechanization index (Table 19).*

**Tabela 19 – Relação entre produção de cana-de-açúcar e criação de empregos**  
**Table 19 – Sugarcane Production and Related Job Creation**

Região / Region	Variáveis / Variables	2012	2016	2021
São Paulo	Produção (milhões de toneladas) / Production (million tonnes)			
	Mecanizada / Mechanical	268,6	411,1	560,7
	Manual	89,5	119,3	140,2
	Empregos na produção de cana- de-açúcar (mil) / Jobs in Sugarcane Production (thousand)	79,4	106,7	126,7
Paraná, Minas Gerais, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul & Goiás	Produção (milhões de toneladas) / Production (million tonnes)			
	Mecanizada / Mechanical	105,5	182,5	275,6
	Manual	70,4	78,2	68,9
	Empregos na produção de cana- de-açúcar (mil) / Jobs in Sugarcane Production (thousand)	60,7	68,5	62,3

Fontes / Sources: EPE com dados do IBGE e do RAIS. / EPE based on data from RAIS and IBGE.

## Biodiesel

O PNPB pode ser considerado uma iniciativa bem sucedida, haja vista a antecipação em três anos da meta de 5% (B5). Contudo, continuam os desafios da diversificação da matriz de matérias-primas graxas (82% da demanda é atendida pela soja) e a inclusão da agricultura familiar na cadeia produtiva do biodiesel permanecem como desafios a serem superados.

*Although the Biodiesel Government Program (PNPB) has succeed to implement B5 diesel in Brazil 3 years ahead of schedule, some challenges still remains: the concentration of soybean as the main biofuel (82% of demand) and the greater inclusion of the family farming (small farms) in the biodiesel supply chain.*

Do ponto de vista ambiental, pode-se dizer que a cadeia produtiva do biodiesel não acarreta impactos expressivos, embora o volume de glicerina resultante da transesterificação e as dificuldades para dar-lhe destinação adequada possam resultar em passivo ambiental. A estimativa da produção de glicerina é de 3,7 milhões de toneladas ao longo do decênio. Diante desse cenário, o desenvolvimento de alternativas para aproveitamento da glicerina se coloca como um desafio para o setor.

A criação de empregos relacionadas à atividade de produção do biodiesel deverá se estabilizar no período decenal, já que a produção de biodiesel é suficiente (ao nível B5) para atender a demanda até o fim do horizonte.

*The environmental impact of biodiesel production is considered low, although the resulting glycerine volume from the transesterification and the difficulties to give appropriate destination to the waste could result in environmental liability. In the ten-year horizon 3.7 million tonnes of glycerine are estimated to be produced.*

*It is expected that jobs created by the biodiesel production to be stabilized in the ten-year horizon (TABLE 20), given that biodiesel production is sufficient to attend demand up to 2021 (on the assumption that B5 mandatory regulation remains unchanged).*

**Tabela 20 – Relação entre produção de biodiesel e criação de empregos**  
**Table 20 – Biodiesel Production and Related Job Creation**

<b>Região / Region</b>	<b>Produção anual (milhões de litros) / Annual Production (million liters)</b>	<b>Total de Empregos / Total Job Creation</b>	<b>Empregos Diretos / Direct Job Creation</b>	<b>Empregos Diretos / Indirect Job Creation</b>
Norte / North	29	350	58	292
Nordeste / Northeast	576	6.912	1.151	5.760
Sudeste / Southeast	812	9.743	1.623	8.119
Sul / South	1.534	18.404	3.067	15.337
Centro-Oeste / Midwest	1.439	17.263	2.877	14.386
Brasil	4.390	52.672	8.776	43.894

Fontes / Sources: EPE com dados do MDA. / EPE from data of MDA.

O resumo dos indicadores de produção de biodiesel é apresentado a seguir.

*The summary of biodiesel production environmental analysis is presented below.*

**Tabela 21 – Indicadores dos biocombustíveis**  
**Table 21 – Summary of Biodiesel Production Environmental Analysis**

<b>Variáveis / Variables</b>	<b>Valor / Value</b>	<b>Observação / Observation</b>
Novas áreas de produção de cana-de-açúcar / <i>Sugarcane Production New Areas</i>	24.000 km <sup>2</sup>	Apenas áreas no noroeste do Paraná, sudeste do Mato Grosso do Sul, Pontal de Paranapanema, noroeste de São Paulo, Triângulo Mineiro em Minas Gerais, sul de Goiás, e o nordeste do Mato Grosso do Sul / <i>Only areas in the northwest of Paraná, southeast of Mato Grosso do Sul, Pontal do Paranapanema and the northwest of São Paulo, Triângulo Mineiro in Minas Gerais, south of Goiás, and the northeast of Mato Grosso do Sul</i>
Empregos diretos na plantação de cana / <i>Direct Jobs at Sugarcane Crop</i>	172.000	Média anual / <i>Annual average</i>
Empregos diretos na plantação de cana por 1000 toneladas colhidas / <i>Direct Jobs at Sugarcane Crop per 1,000 tonnes of harvested sugarcane</i>	0,2	Média anual / <i>Annual average</i>
Empregos diretos na produção de biodiesel / <i>Direct Jobs in Biodiesel Production</i>	8.200	em / <i>in 2021</i>
Empregos indiretos na produção de biodiesel / <i>Indirect Jobs in Biodiesel Production</i>	40.800	em / <i>in 2021</i>

Fonte / *Source*: EPE.

## V – SÍNTESE EXECUTIVA

Estima-se que a oferta interna de energia (OIE) atinja 441 milhões de tep em 2021, a um crescimento médio anual de 4,9% no período.

A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,8%, chegando a 908 TWh.

O consumo final energético é determinante para a evolução da oferta interna e apresenta-se, ao final de 2021, superior a 363 milhões de tep e com uma taxa média de crescimento de 4,8% ao ano.

*It is expected that by 2021, the total primary energy supply (TPES) reaches 441 million toe, representing a 4.9% per year of average growth.*

*Electricity supply is expected to reach 908 TWh growing from the current estimated 589 TWh at an average rate of 4.8%.*

*Final energy consumption, the main driver of TPES evolution, is expected to be superior to 363 million toe, representing a 4.8% per year of average growth.*

**Tabela 22 – Economia e Energia**  
**Table 22 – Economy and Energy Evolution**

<b>Variáveis / Variables</b>	<b>2012</b>	<b>2016</b>	<b>2021</b>	<b>2011-2016 Taxa Média CAGR (% a.a.)</b>	<b>2016-2021 Taxa Média CAGR (% a.a.)</b>	<b>2011-2021 Taxa Média CAGR (% a.a.)</b>
População / Population (milhões / million)	194,7	200,2	206,2	0,7	0,6	0,7
PIB / GDP (R\$ bilhões / billion)	3.956	4.717	6.021	4,4	5,0	4,7
OIE / TPES (milhões de tep / million toe)	286,2	356,7	440,7	5,5	4,3	4,9
OIE per GDP / TPES per GDP (tep per R\$ mil / toe per R\$ thousand)	0,072	0,076	0,073	1,0	-0,7	0,2
OIE / TPES per capita (tep por hab. / toe per inhab.)	1,470	1,782	2,137	4,7	3,7	4,2
Oferta de Eletricidade / Electricity Supply (TWh)	588,5	729,8	907,9	5,2	4,5	4,8
Eletricidade por PIB / Electricity per GDP (kWh por R\$ mil / per R\$ thousand)	148,8	154,7	150,8	0,7	-0,5	0,1
Eletricidade / Electricity per capita (kWh por hab. / per inhab.)	3.023	3.644	4.404	4,4	3,9	4,1
Consumo Final Energético / Final Energy Consumption (milhões de tep / million toe)	238,2	294,1	363,8	5,1	4,3	4,7
Consumo por PIB / Consumption per GDP (tep por R\$ mil / toe per R\$ thousand)	1,224	1,468	1,765	4,4	3,7	4,1
Consumo / Consumption per capita (tep por hab. / toe per inhab.)	0,060	0,062	0,060	0,7	-0,6	0,0

Fonte / Source: EPE.

A evolução da oferta interna de energia nos dois quinquênios do período decenal incorpora a perspectiva de aumento do percentual de energias renováveis na matriz energética brasileira, atingindo cerca de 45% em 2021.

As energias renováveis exibem um crescimento médio anual de 5,1%, destacando-se o crescimento de 8,1% ao ano na oferta de derivados da cana-de-açúcar e de 7,4% na oferta de outras fontes renováveis, que inclui energia eólica, óleos vegetais e lixívia.

A participação do petróleo e seus derivados na OIE passa de 38,5% em 2012 para 31,9% em 2021. Apesar do incremento na produção de petróleo bruto, as perspectivas de substituição da gasolina por etanol e do óleo combustível por gás natural são os principais determinantes da diminuição da participação.

*The analysis of the respective Total Primary Energy Supply by energy resource highlights the importance of renewables in the energy supply, reaching 45% of TPES in 2021 (Table 23).*

*Renewable energy sources are expected to grow at 5.1% per year, leading by sugarcane products (8.1% of average growth) and by the group, called other renewables, composed by wind energy, vegetable oils and by-products of the forestry industry (7.4% of average growth).*

*The share of oil and oil products in the TPES reduces approximately 6.5 percentage points partly due to the competition with natural gas and sugarcane products. The share of the natural gas increases from 11.0 in 2012 to 15.5 in 2021 while the share of sugarcane products rises from 16.4 in 2012 to 21.2 in 2021.*

**Tabela 23 – Oferta Interna de Energia por Fonte**  
**Table 23 – TPES by Energy Source**

Fontes / <i>Energy Source</i>	milhões de tep / <i>million of toe</i>			Participação / <i>Share (%)</i>			2011-2021 <i>CAGR</i>
	2012	2016	2021	2012	2016	2021	
Não-renováveis / <i>Non-renewables</i>	162.9	198.2	242.4	56,9	55,6	55,0	4,7%
Petróleo e Derivados / <i>Oil and Oil Products</i>	110.1	121.0	140.5	38,5	33,9	31,9	2,9%
Gas Natural / <i>Natural Gas</i>	31.4	48.7	68.2	11,0	13,7	15,5	9,4%
Carvão e Derivados / <i>Coal and     Coal Products</i>	17.5	21.7	26.8	6,1	6,1	6,1	5,8%
Urânio e Derivados / <i>Uranium     (U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) and Uranium Products</i>	3.9	6.8	6.9	1,4	1,9	1,6	5,2%
Renováveis / <i>Renewables</i>	123.2	158.5	198.2	43,1	44,4	45,0	5,1%
Hidráulica e Eletricidade / <i>Hydro     and Power</i>	40.7	46.3	55.4	14,2	13,0	12,6	3,3%
Madeira e Carvão Vegetal / <i>Wood     and Charcoal</i>	23.5	26.1	26.6	8,2	7,3	6,0	0,1%
Derivados da Cana / <i>Sugarcane     Products</i>	46.8	68.4	93.5	16,4	19,2	21,2	8,1%
Outras fontes renováveis / <i>Other     renewables</i>	12.2	17.7	22.7	4,3	5,0	5,2	7,4%
Total	286.2	356.7	440.7	100,0	100,0	100,0	4,9%

Fonte / *Source*: EPE.

A dependência externa, que é a relação entre a demanda total de energia e a produção de energia primária, mantém uma trajetória decrescente. Consequentemente, ao longo dos próximos 10 anos, o Brasil passa a ser exportador líquido de energia, atingindo, em 2021, um excedente de aproximadamente 120 milhões de tep, que equivale a cerca de 20% da produção total de energia no país.

*The external energy dependence (the difference between total energy demand and TPES) is decreasing in the ten-year horizon (TABLE 24). As a result, Brazil turns out to be a net energy exporter, reaching an excess of energy supply of 120 million toe (which represents almost 20% of current TPES).*

**Tabela 24 – Evolução da Dependência Energética**  
**Table 24 – External Energy Dependence Evolution**

Variáveis / Variables	2012	2016	2021	2011-2016 (% chg. per year)	2016-2021 (% chg. per year)	2011-2021 (% chg. per year)
Consumo total de energia / Total Energy Consumption	291.3	363.0	452.2	5,4	4,5	5,0
Consumo de energia final / Final Energy Consumption	257.7	319.0	395.1	5,3	4,4	4,8
Perdas / Losses <sup>(1)</sup>	33.6	44.0	57.1	6,4	5,3	5,9
TPES	277.5	395.6	564.8	9,2	7,4	8,3
Excesso de oferta / Excess of Supply	-13.9	32.6	112.6	n.a.	n.a.	n.a.

Nota / Note: As perdas representam a energia não utilizada, reinjetada e a parcela que é perdida nas etapas de transformação, distribuição e armazenamento. / Losses represent non-used energy, reinjection and losses in transformation, distribution and storage.

Fonte / Source: EPE.

O descolamento da produção de energia primária em relação à demanda total de energia se deve, principalmente, ao aumento da produção de petróleo a uma taxa média de 9,8% ao ano, contra um aumento médio de 3,4% ao ano da demanda de derivados de petróleo, resultando no crescimento médio de aproximadamente 50% ao ano na energia excedente, chegando a 134 milhões de tep em 2021.

*TPES outpaces total energy consumption underpinned by the sharp increase of 9.8% per year in crude oil production, while consumption of petroleum products rises at an average growth rate of 3.4% per year. In 2021 the energy surplus is expected to reach 134 million toe, a 50% cumulative growth in the ten-year horizon (Table 25).*

**Tabela 25 – Evolução da Dependência de Petróleo**  
**Table 25 – External Oil Dependence Evolution**

Variáveis / Variables	2012	2016	2021	2011-2016 (% chg. per year)	2016-2021 (% chg. per year)	2011-2021 (% chg. per year)
Consumo total de derivados do Petróleo / Total Consumption of Petroleum Products	118.956	133.386	156.829	3,1	3,3	3,2
Consumo de energia final / Final Energy Consumption	114.117	128.299	151.382	3,6	3,4	3,5
Geração de eletricidade / Electricity Generation	1.287	1.328	1.401	-16,6	1,1	-8,2
Produção total de derivados do Petróleo / Total Production of Petroleum Products	119.643	182.933	288.222	10,1	9,5	9,8
Petróleo Bruto / Crude Oil	116.290	177.716	280.653	10,3	9,6	9,9
GNL / LNG <sup>(1)</sup>	895	2.214	4.108	5,9	13,2	9,5
Biodiesel <sup>(2)</sup>	2.458	3.004	3.461	5,7	2,9	4,3

Notas / Notes: (1) Líquidos de gás natural provenientes de gasodutos e UPGN. / Liquids of natural gas from pipelines and processing units.

(2) Óleos vegetais para a produção de biodiesel. / Vegetable oils.

Fonte / Source: EPE.

## CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS / MAIN RESULTS

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal de alguns dos parâmetros macroeconômicos, do consumo final energético e da oferta interna de energia, bem como de dados de infraestrutura de geração/transmissão de energia elétrica e de transporte de gás natural (Tabela 26). Também é mostrada uma síntese dos valores de investimentos associados à expansão da oferta de energia, além de uma projeção do Balanço Energético Nacional para o ano de 2021 (Tabela 27).

*The following results for the ten-year horizon, taking 2011 as the base year, are summarized in the next Table: macroeconomic variables, final energy consumption, and total primary energy supply. Required investments related to the energy sector are then presented in Table 27.*



**Tabela 26 – Principais Resultados Consolidados**  
**Table 26 – Main Results of the Energy Expansion Plan 2021**

	2011 <sup>(1)</sup>	2016	2021	2012 - 2016		2017 - 2021		2012 - 2021	
				Variação Change	% Change	Variação Change	% Change	Variação Change	% Change
<b>Indicadores Econômicos / Economic Indicators</b>									
PIB / GDP (10 <sup>9</sup> R\$ [2010])	3.804	4.717	6.021	914	24%	1.303	28%	2.217	58%
População / Population <sup>(1)</sup> (10 <sup>6</sup> hab)	193,2	200,2	206,2	7,1	4%	5,9	3%	13,0	7%
PIB / GDP per capita (10 <sup>3</sup> R\$/hab)	19,7	23,6	29,2	3,9	20%	5,6	24%	9,5	48%
<b>Indicadores de Energia / Energy Indicators</b>									
OIE / TPES per capita (tep per hab / toe per inhab.)	1,41	1,78	2,14	0,4	26%	0,4	20%	0,7	51%
OIE por PIB / TPES per GDP (tep/toe per 10 <sup>6</sup> R\$)	71,8	75,6	73,2	3,8	5%	-2,4	-3%	1,4	2%
Eletricidade por PIB / Electricity per GDP (kWh/10 <sup>3</sup> R\$)	149,2	154,7	150,8	5,5	4%	-3,9	-3%	1,6	1%
Intensidade Energética / Energy Intensity (tep/toe per 10 <sup>6</sup> R\$)	71,8	75,6	73,2	3,8	5%	-2,4	-3%	1,4	2%
Δ Consumo de Eletricidade (%) per Δ PIB (%) / Δ Electricity Demand (%) per Δ GDP (%) <sup>(2)</sup>				1,22		0,86		1,03	
<b>Consumo Final Energético / Final Energy Consumption</b> <sup>(3)</sup> (10 <sup>6</sup> toe / tep)	<b>246,6</b>	<b>319,0</b>	<b>395,1</b>	<b>72,4</b>	<b>29%</b>	<b>76,1</b>	<b>24%</b>	<b>148,5</b>	<b>60%</b>
Gás Natural / Natural Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /day)	52,0	83,6	112,9	31,6	61%	29,3	35%	60,9	117%
Carvão e Coque / Coal and Coke (10 <sup>6</sup> t)	18,0	28,1	35,6	10,1	56%	7,5	27%	17,6	98%
Lenha / Firewood (10 <sup>6</sup> t)	52,8	44,3	47,6	-8,5	-16%	3,3	7%	-5,2	-10%
Carvão Vegetal / Charcoal (10 <sup>6</sup> t)	7,7	11,1	11,5	3,4	44%	0,4	3%	3,8	49%
Cana-de-Açúcar / Sugarcane (10 <sup>6</sup> t)	128,2	184,8	234,8	56,6	44%	50,0	27%	106,5	83%
Eletricidade / Electricity (TWh)	480,1	619,0	773,8	138,9	29%	154,8	25%	293,6	61%
Etanol / Ethanol (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	21,7	44,2	65,2	22,5	104%	21,0	47%	43,5	200%
Biodiesel (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2,5	3,4	3,9	0,8	32%	0,5	15%	1,3	52%
Derivados de Petróleo / Petroleum Products (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	100,5	116,3	136,5	15,8	16%	20,2	17%	36,0	36%
Óleo Diesel / Diesel Fuel	51,4	64,2	76,5	12,9	25%	12,3	19%	25,2	49%
Óleo Combustível / Fuel Oil	4,6	6,1	7,0	1,5	33%	0,9	15%	2,4	52%
Gasolina / Gasoline	27,1	25,5	29,0	-1,7	-6%	3,6	14%	1,9	7%
GLP / LPG	13,1	15,0	17,0	1,9	15%	2,0	13%	3,9	30%
Querosene / Kerosene	4,4	5,5	7,0	1,2	27%	1,5	27%	2,7	61%

	2011 <sup>(1)</sup>	2016	2021	2012 - 2016		2017 - 2021		2012 - 2021		
				Variação Change	% Change	Variação Change	% Change	Variação Change	% Change	
<b>Oferta Interna de Energia / TPES</b> (10 <sup>6</sup> toe / tep)	<b>273,1</b>	<b>356,7</b>	<b>440,7</b>	<b>83,7</b>	<b>31%</b>	<b>83,9</b>	<b>24%</b>	<b>167,6</b>	<b>61%</b>	
Petróleo Bruto / Crude Oil <sup>(4)</sup> (10 <sup>3</sup> barrel/day)	- Produção / Production - Exportação / Exports <sup>(**)</sup>	2.105 -265	3.433 -1.121	5.422 -2.258	1.328 -856	63% 323%	1.989 -1.137	58% 101%	3.317 -1.993	158% 752%
Gás Natural / Natural Gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /day)	- Produção / Production - Importação / Imports <sup>(**)</sup>	65,9 28,7	124,3 31,2	190,9 32,9	58,4 2,4	89% 8%	66,7 1,7	54% 6%	125,0 4,2	190% 15%
Óleo Diesel / Diesel Fuel (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	- Produção / Production - Importação / Imports	43,0 8,5	59,4 5,3	91,1 -14,1	16,4 -3,2	38% -38%	31,7 -19,4	53% -365%	48,1 -22,6	112% -265%
Óleo Combustível / Fuel Oil (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	- Produção / Production - Exportação / Exports	14,0 -8,6	12,9 -6,3	16,6 -9,0	-1,1 2,3	-8% -27%	3,7 -2,7	29% 44%	2,6 -0,5	19% 5%
Gasolina / Gasoline (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	- Produção / Production - Exportação / Exports	24,5 2,3	25,6 -0,2	29,0 0,0	1,1 -2,5	5% -107%	3,4 0,2	13% -100%	4,5 -2,3	18% -100%
GLP / LPG (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	- Produção / Production - Importação / Imports	9,8 3,3	14,7 0,3	18,5 -1,5	5,0 -3,1	51% -91%	3,8 -1,8	26% -623%	8,7 -4,8	89% -145%
Querosene / Kerosene (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	- Produção / Production - Exportação / Exports	5,4 -1,0	7,7 -2,2	11,2 -4,2	2,3 -1,2	43% 131%	3,5 -2,0	45% 93%	5,8 -3,3	107% 344%
Etanol / Ethanol (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	- Produção / Production - Exportação / Exports	22,9 -0,8	45,4 -1,2	68,2 -3,0	22,5 -0,3	98% 38%	22,8 -1,8	50% 157%	45,3 -2,1	198% 254%
Eletricidade / Electricity (TWh)	- Produção + Importações / Production + Imports	567,6	729,8	907,9	162,1	29%	178,1	24%	340,2	60%
<b>Capacidade Instalada no SIN / Power Capacity in the National Grid <sup>(5)</sup> (GW)</b>	<b>116,5</b>	<b>151,4</b>	<b>182,4</b>	<b>34,9</b>	<b>30%</b>	<b>31,0</b>	<b>21%</b>	<b>65,9</b>	<b>57%</b>	
Hidráulica / Hydro <sup>(6)</sup>	83,6	98,2	116,8	14,6	17%	18,7	19%	33,2	40%	
Nuclear	2,0	3,4	3,4	1,4	70%	0,0	0%	1,4	70%	
Termelétrica / Thermal	17,2	25,3	26,0	8,2	48%	0,7	3%	8,9	52%	
PCH / Small Hydro	4,6	5,4	7,1	0,9	19%	1,7	30%	2,5	56%	
Biomassa / Biomass	7,8	9,6	13,4	1,9	24%	3,9	40%	5,7	74%	
Eólica / Wind	1,4	9,4	15,6	8,0	569%	6,2	66%	14,2	1009%	
<b>Transmissão / Transmission <sup>(7)</sup></b>										
Linhas de Transmissão / Transmission Lines (km)	101.237	135.792	148.969	34.555	34%	13.177	10%	47.732	47%	
Subestações / Substations (MVA)	232.877	297.358	311.213	64.481	28%	13.855	5%	78.336	34%	
<b>Gasodutos / Natural Gas Pipelines (km)</b>	<b>9.489</b>	<b>9.745</b>	<b>9.745</b>	<b>256</b>	<b>3%</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>256</b>	<b>3%</b>	

Notas / Notes:

(\*) Estimativa. / Estimate.

(\*\*) Valores de importação e exportação têm sinal positivo e negativo, respectivamente. Os incrementos negativos acima de 100% num determinado período correspondem a inversões do sentido dos fluxos nesse período. / Negative (positive) values for exports (imports). A percentage variation above 100% indicates a change in the import/export condition.

(1) Estimativa para a população residente em 31 de dezembro de cada ano. / Estimate in December, 31 for the respective period.

(2) O valor de elasticidade-renda refere-se à sua média nos períodos indicados. / Average estimate.

(3) Inclui o consumo do setor energético e consumo não energético. Não inclui consumo para geração elétrica de serviço público e autoprodução. / In the final energy consumption, it is included the consumption of the energy sector and the non-energy use consumption. The own-use consumption in power plants and public street lightning are not considered.

(4) Estimativa referente a recursos descobertos. / Estimate for discovered resources only.

(5) Não abrange as instalações dos sistemas isolados e a capacidade instalada nos pontos de consumo (autoprodução). Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das usinas. / In December of the respective year, considering the motorization of the plants.

(6) Inclui as parcelas nacional e importada da geração da UHE Itaipu. / It includes the imports from UHE Itaipu.

(7) Os valores se referem a instalações da Rede Básica do SIN, incluindo subestações de fronteira com a rede de distribuição. / It includes substations in connection to the distribution lines.

**Tabela 27 – Investimentos do PDE 2021**  
**Table 27 – Required Investments in the Period of 2012-2021**

	R\$ bilhões / <i>billion</i>	Participação / <i>Share</i>
<b>Eletricidade / <i>Electricity</i></b>	<b>269</b>	<b>24,4%</b>
Geração / <i>Power</i>	213	19,3%
Transmissão / <i>Transmission</i>	56	5,1%
<b>Petróleo e Gás / <i>Oil and Gas</i></b>	<b>753</b>	<b>68,4%</b>
E&P	547	49,7%
Derivados / <i>Petroleum Products</i>	198	18,0%
- Refinarias / <i>Refineries</i>	174	15,8%
- Infraestrutura de Transporte / <i>Transportation Infrastructure</i>	24	2,2%
Natural Gas Supply	8	0,7%
<b>Biocombustíveis / <i>Biofuels</i></b>	<b>79</b>	<b>7,2%</b>
Etanol – Unidades Produtivas / <i>Ethanol – Processing Plants</i>	71	6,5%
Etanol – Portos e Dutos / <i>Ethanol – Ports and Pipelines</i>	7	0,6%
Biodiesel – Unidades Produtivas / <i>Processing Plants</i>	1	0,1%
<b>TOTAL</b>	<b>1.101</b>	<b>100,0%</b>

Nota / Note: Taxa de câmbio de referência / Exchange rate used as reference: R\$/US\$ 1,84.

Fonte / Source: EPE.

A Tabela 28 mostra a projeção da matriz energética nacional para o ano de 2021.

*The projection of the Brazilian Energy Balance in 2021 is presented in Table 28.*

Tabela 28 – Matriz Energética Nacional em 2021

( 10 <sup>3</sup> tep )	Fontes de Energia Primária										Fontes de Energia Secundária														TOTAL				
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEIRA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTÍDUO NO UO <sub>2</sub>	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO		ALCATRÃO	ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL		
PRODUÇÃO	280.653	69.206	11.055	0	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	564.777	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	564.777
IMPORTAÇÃO	12.494	10.565	501	13.936	0	0	0	0	0	37.496	0	0	0	0	0	0	1.335	0	2.854	0	140	1.981	2.147	0	0	0	8.456	45.952	
VARIAÇÃO DE ESTOQUES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	653	0	0	0	653	653	
OFERTA TOTAL	293.146	79.772	11.556	13.936	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	602.273	0	0	0	0	0	0	1.335	0	2.854	0	140	1.981	2.800	0	0	0	9.109	611.382	
EXPORTAÇÃO	-129.364	0	0	0	0	0	0	0	0	-129.364	-11.946	-8.646	0	-914	-2.427	-3.471	0	0	0	0	0	-1.731	-660	0	0	0	-29.795	-159.160	
NÃO-APROVEITADA	0	-3.167	0	0	0	0	0	0	0	-3.167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.167	
REINJEÇÃO	0	-8.388	0	0	0	0	0	0	0	-8.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8.388	
OFERTA INTERNA BRUTA	163.782	68.218	11.556	13.936	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	461.355	-11.946	-8.646	0	-914	-2.427	-3.471	0	1.335	0	2.854	0	-1.591	1.320	2.800	0	0	-20.687	440.668	
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	-163.782	-30.969	-4.219	-13.936	-6.862	-52.537	-11.876	-45.113	-11.849	-341.144	80.100	15.370	22.350	11.293	9.519	9.239	2.872	11.344	0	75.224	7.447	35.066	15.917	10.879	536	307.156	-33.988		
REFINARIAS DE PETRÓLEO	-163.782	0	0	0	0	0	0	0	-4.108	-167.890	77.225	15.905	21.681	6.670	12.374	9.239	0	0	0	0	0	0	15.634	8.992	0	0	167.720	-170	
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-10.249	0	0	0	0	0	0	1.790	-8.458	0	0	0	4.391	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.887	0	0	6.278	-2.180	
USINAS DE GASEIFICAÇÃO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COQUERIAS	0	0	0	-13.936	0	0	0	0	0	-13.936	0	0	0	0	0	0	3.176	11.344	0	0	0	-1.190	0	536	13.866	-69			
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0	0	-6.862	0	0	0	0	-6.862	0	0	0	0	0	0	0	0	6.759	0	0	0	0	0	0	0	6.759	-103	
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-5.687	-4.025	0	0	-50.739	0	0	-5.884	-66.336	-21	-390	0	0	0	0	0	0	-6.759	65.147	0	0	0	0	0	0	57.977	-8.358	
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-12.715	-194	0	0	-1.798	-419	-9.994	-2.678	-27.798	-392	-146	0	0	0	0	-304	0	0	10.078	0	0	-453	0	0	0	8.782	-19.016	
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	-11.457	0	0	-11.457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.447	0	0	0	0	0	7.447	-4.010	
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	-35.119	0	-35.119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.066	0	0	0	0	35.066	-53	
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-2.318	0	0	0	0	0	0	-970	-3.288	3.288	0	669	232	-2.855	0	0	0	0	0	0	0	1.926	0	0	0	3.259	-29	
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.535	0	0	0	0	0	0	0	-11.535	-11.535	
CONSUMO FINAL	0	37.249	7.337	0	0	0	14.754	50.010	10.861	120.210	68.154	6.723	22.350	10.379	7.092	5.768	2.872	12.679	0	66.544	7.447	33.475	17.237	13.679	536	274.935	395.145		
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	7.835	0	0	0	0	0	0	0	7.835	0	0	0	7.092	8	0	0	0	0	0	0	1.820	570	13.679	344	23.513	31.348		
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	29.414	7.337	0	0	0	14.754	50.010	10.861	112.375	68.154	6.723	22.350	10.379	0	5.760	2.872	12.679	0	66.544	7.447	31.655	16.667	0	192	251.422	363.798		
SETOR ENERGÉTICO	0	8.398	0	0	0	0	0	26.711	0	35.110	1.919	559	0	32	0	304	0	0	5.402	0	0	6.088	0	0	0	14.304	49.414		
RESIDENCIAL	0	655	0	0	0	0	2.048	0	0	2.703	0	0	0	7.999	0	0	0	0	14.939	79	0	0	0	0	0	23.017	25.720		
COMERCIAL	0	437	0	0	0	0	66	0	0	503	31	18	0	467	0	0	0	0	11.083	87	0	0	0	0	0	11.686	12.188		
PÚBLICO	0	131	0	0	0	0	0	0	0	131	11	3	0	597	0	0	0	0	4.481	0	0	0	0	0	0	5.093	5.223		
AGROPECUÁRIO	0	4	0	0	0	0	2.715	0	0	2.718	8.491	97	0	28	0	0	0	0	2.089	10	0	0	0	0	0	10.715	13.433		
TRANSPORTES	0	3.158	0	0	0	0	0	0	0	3.158	56.540	2.271	22.350	0	0	5.757	0	0	235	0	31.655	0	0	0	0	118.808	121.966		
INDUSTRIAL	0	16.630	7.337	0	0	0	9.926	23.298	10.861	68.053	1.162	3.775	0	1.256	0	3	2.569	12.679	0	28.314	7.272	0	10.579	0	192	67.800	135.853		

Fonte: EPE.

Table 28 – National Energy Balance in 2021

(10 <sup>3</sup> toe)	Primary Energy Sources										Secondary Energy Sources													TOTAL				
	CRUDE OIL	NATURAL GAS	STEAM COAL	METALLURGICAL COAL	URANIUM U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	HYDRO ENERGY	FIREWOOD	SUGARCANE PRODUCTS	OTHERS	TOTAL	DIESEL FUEL	FUEL OIL	GASOLINE	LPG	NAFTA	KEROSENE	COKE-OVEN GAS	COAL COKE	URANIUM CONTAINED IN UO <sub>2</sub>	ELECTRICITY	CHARCOAL	ETHANOL	OTHERS		NON-ENERGY USE PETROLEUM PRODUCTS	TAR	TOTAL	
PRODUCTION	280.653	69.206	11.055	0	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	564.777	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	564.777
IMPORTS	12.494	10.565	501	13.936	0	0	0	0	0	37.496	0	0	0	0	0	0	1.335	0	2.854	0	140	1.981	2.147	0	0	0	8.456	45.952
STOCK CHANGE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	653	0	653	653	
TOTAL SUPPLY	293.146	79.772	11.556	13.936	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	602.273	0	0	0	0	0	0	1.335	0	2.854	0	140	1.981	2.800	0	0	0	9.109	611.382
EXPORTS	-129.364	0	0	0	0	0	0	0	0	-129.364	-11.946	-8.646	0	-914	-2.427	-3.471	0	0	0	0	0	-1.731	-660	0	0	0	-29.795	-159.160
NOT-USED	0	-3.167	0	0	0	0	0	0	0	-3.167	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3.167	
REINJECTION	0	-8.388	0	0	0	0	0	0	0	-8.388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8.388	
GROSS DOMESTIC SUPPLY	163.782	68.218	11.556	13.936	6.862	52.537	26.630	95.123	22.710	461.355	-11.946	-8.646	0	-914	-2.427	-3.471	0	1.335	0	2.854	0	-1.591	1.320	2.800	0	0	-20.687	440.668
TOTAL TRANSFORMATION	-163.782	-30.969	-4.219	-13.936	-6.862	-52.537	-11.876	-45.113	-11.849	-341.144	80.100	15.370	22.350	11.293	9.519	9.239	2.872	11.344	0	75.224	7.447	35.066	15.917	10.879	536	307.156	-33.988	
OIL REFINERIES	-163.782	0	0	0	0	0	0	0	-4.108	-167.890	77.225	15.905	21.681	6.670	12.374	9.239	0	0	0	0	0	0	15.634	8.992	0	167.720	-170	
NATURAL GAS PROCESSING UNITS	0	-10.249	0	0	0	0	0	0	1.790	-8.458	0	0	0	4.391	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.887	0	6.278	-2.180	
GASIFICATION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COKE PLANTS	0	0	0	-13.936	0	0	0	0	0	-13.936	0	0	0	0	0	0	3.176	11.344	0	0	0	-1.190	0	536	13.866	-69		
NUCLEAR FUEL PRODUCTION	0	0	0	0	-6.862	0	0	0	0	-6.862	0	0	0	0	0	0	0	6.759	0	0	0	0	0	0	0	6.759	-103	
PUBLIC SERVICE POWER PLANTS	0	-5.687	-4.025	0	0	-50.739	0	0	-5.884	-66.336	-21	-390	0	0	0	0	0	-6.759	65.147	0	0	0	0	0	0	57.977	-8.358	
SELF-PRODUCTION POWER STATIONS	0	-12.715	-194	0	0	-1.798	-419	-9.994	-2.678	-27.798	-392	-146	0	0	0	0	-304	0	0	10.078	0	0	-453	0	0	8.782	-19.016	
CHARCOAL POWER PLANTS	0	0	0	0	0	0	-11.457	0	0	-11.457	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.447	0	0	0	0	0	7.447	-4.010	
DISTILLARIES	0	0	0	0	0	0	0	-35.119	0	-35.119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.066	0	0	0	0	35.066	-53	
OTHER TRANSFORMATION ACTIVITIES	0	-2.318	0	0	0	0	0	0	-970	-3.288	3.288	0	669	232	-2.855	0	0	0	0	0	0	0	1.926	0	0	3.259	-29	
LOSSES IN DISTRIBUTION AND STORAGE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.535	0	0	0	0	0	0	-11.535	-11.535	
FINAL CONSUMPTION	0	37.249	7.337	0	0	0	14.754	50.010	10.861	120.210	68.154	6.723	22.350	10.379	7.092	5.768	2.872	12.679	0	66.544	7.447	33.475	17.237	13.679	536	274.935	395.145	
FINAL NON-ENERGY CONSUMPTION	0	7.835	0	0	0	0	0	0	0	7.835	0	0	0	7.092	8	0	0	0	0	0	1.820	570	13.679	344	23.513	31.348		
FINAL ENERGY CONSUMPTION	0	29.414	7.337	0	0	0	14.754	50.010	10.861	112.375	68.154	6.723	22.350	10.379	0	5.760	2.872	12.679	0	66.544	7.447	31.655	16.667	0	192	251.422	363.798	
ENERGY BRANCH	0	8.398	0	0	0	0	0	26.711	0	35.110	1.919	559	0	32	0	0	304	0	0	5.402	0	6.088	0	0	0	14.304	49.414	
HOUSEHOLDS	0	655	0	0	0	0	2.048	0	0	2.703	0	0	0	7.999	0	0	0	0	0	14.939	79	0	0	0	0	23.017	25.720	
SERVICES	0	437	0	0	0	0	66	0	0	503	31	18	0	467	0	0	0	0	0	11.083	87	0	0	0	0	11.686	12.188	
PUBLIC SECTOR	0	131	0	0	0	0	0	0	0	131	11	3	0	597	0	0	0	0	0	4.481	0	0	0	0	0	5.093	5.223	
AGRICULTURE AND LIVESTOCK	0	4	0	0	0	0	2.715	0	0	2.718	8.491	97	0	28	0	0	0	0	0	2.089	10	0	0	0	0	10.715	13.433	
TRANSPORT	0	3.158	0	0	0	0	0	0	0	3.158	56.540	2.271	22.350	0	0	5.757	0	0	0	235	0	31.655	0	0	0	118.808	121.966	
INDUSTRY	0	16.630	7.337	0	0	0	9.926	23.298	10.861	68.053	1.162	3.775	0	1.256	0	3	2.569	12.679	0	28.314	7.272	0	10.579	0	192	67.800	135.853	

Note: Unlike the rest of the text, this is the only table in which period is used to indicate the decimal place. In the rest of the text, period is used as a thousands separator.

Source: EPE.

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Consumo final energético.....	10
Tabela 2 – Consumo de energia e eficiência energética.....	10
Tabela 3 – Consumo de eletricidade na rede por Classe de Consumidor.....	12
Tabela 4 – Consumo de eletricidade na rede, por subsistema.....	12
Tabela 5 – Brasil e Regiões: Consumo final energético de gás natural .....	13
Tabela 6 – Capacidade Instalada por tipo de fonte em 31/12/2011 no SIN.....	18
Tabela 7 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração .....	26
Tabela 8 – Estimativa de expansão das linhas de transmissão (km).....	35
Tabela 9 – Estimativa de expansão do sistema transformação (MVA) .....	35
Tabela 10 – Produção de Petróleo por área .....	37
Tabela 11 – Produção de gás natural por área.....	38
Tabela 12 – Abastecimento do Mercado dos Principais Derivados .....	45
Tabela 13 – Emissões de GEE relativas à produção e ao uso de energia.....	57
Tabela 14 – Intensidade de carbono devido à produção e ao uso da energia.....	58
Tabela 15 – Indicadores da geração hidrelétrica.....	61
Tabela 16 – Indicadores ambientais da geração termelétrica .....	62
Tabela 17 – Indicadores da transmissão de energia elétrica.....	63
Tabela 18 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural .....	64
Tabela 19 – Relação entre produção de cana-de-açúcar e criação de empregos .....	65
Tabela 20 – Relação entre produção de biodiesel e criação de empregos .....	66
Tabela 21 – Indicadores dos biocombustíveis.....	67
Tabela 22 – Economia e Energia.....	68
Tabela 23 – Oferta Interna de Energia por Fonte .....	70
Tabela 24 – Evolução da Dependência Energética .....	71
Tabela 25 – Evolução da Dependência de Petróleo.....	71
Tabela 26 – Principais Resultados Consolidados .....	73
Tabela 27 – Investimentos do PDE 2021.....	75
Tabela 28 – Matriz Energética Nacional em 2021.....	76

## List of Tables

Table 1 – Final Energy Consumption.....	10
Table 2 – Energy Consumption and Energy Efficiency .....	10
Table 3 – Electricity Consumption in the Grid by Consumer Type.....	12
Table 4 – Electricity Consumption in the Grid by Electrical Subsystem.....	12
Table 5 – Natural Gas Consumption by Region .....	13
Table 6 – Installed Capacity at the National Grid in December, 2011 .....	18
Table 7 – Installed Capacity Annual Evolution by Energy Source .....	26
Table 8 – Expansion of Transmission Lines (km).....	35
Table 9 – Expansion of Transformation Capacity (MVA) .....	35
Table 10 – Oil Production by Area Classification .....	37
Table 11 – Gas Production by Area Classification.....	38
Table 12 – Liquid Fuel Balance.....	45
Table 13 – GHG emissions related to the production and use of Energy.....	57
Table 14 – Carbon intensity related to the production and use of energy.....	58
Table 15 – Summary of HydroPower Environmental Analysis .....	61
Table 16 – Summary of Thermal Power Environmental Analysis.....	62
Table 17 – Summary of Power Transmission Environmental Analysis.....	63
Table 18 – Summary of O&G Production Environmental Analysis.....	64

Table 19 – Sugarcane Production and Related Job Creation .....	65
Table 20 – Biodiesel Production and Related Job Creation.....	66
Table 21 – Summary of Biodiesel Production Environmental Analysis .....	67
Table 22 – Economy and Energy Evolution.....	68
Table 23 – TPES by Energy Source .....	70
Table 24 – External Energy Dependence Evolution.....	71
Table 25 – External Oil Dependence Evolution .....	71
Table 26 – Main Results of the Energy Expansion Plan 2021 .....	73
Table 27 – Required Investments in the Period of 2012-2021 .....	75
Table 28 – National Energy Balance in 2021 .....	77

## Lista de Figuras

Figura 1 – Carga de energia no SIN: PDE 2021 versus PDE 2020.....	11
Figura 2 – Consumo final energético de gás natural: PDE 2021 versus PDE 2020.....	14
Figura 3 – Consumo total de gás natural.....	15
Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas.....	18
Figura 5 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétricas indicativas.....	20
Figura 6 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte.....	21
Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétricas indicativas.....	23
Figura 8 – Geração térmica esperada no período 2012 - 2021 .....	25
Figura 9 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração.....	26
Figura 10 – Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema elétrico.....	27
Figura 11 – Risco de Déficit por subsistema elétrico.....	28
Figura 12 – Risco de déficit por subsistema elétrico.....	31
Figura 13 – Severidade do risco em termos da demanda total .....	31
Figura 14 – Sistema de Transmissão Elétrica.....	32
Figura 15 – Interligações Regionais.....	33
Figura 16 – Preços internacionais do Petróleo .....	41
Figura 17 – Preços internacionais de derivados de petróleo .....	41
Figura 18 – Preços nacionais dos derivados de Petróleo .....	42
Figura 19 – Oferta total de gás natural no Brasil (Malha Integrada).....	48
Figura 20 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada.....	49
Figura 21 – Produção de óleos e materiais graxos x demanda de biodiesel .....	50
Figura 22 – Evolução esperada da demanda por etanol .....	51
Figura 23 – Perfil da frota de veículos leves por combustível.....	51
Figura 24 – Volume total exportado.....	52
Figura 25 – Quantidade de cana para atender a demanda.....	53
Figura 26 – Produtividade e projeção da área necessária para a produção de cana.....	54
Figura 27 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs.....	59

## List of Figures

Figure 1 – Load in the National Grid: Current vs. Previous Forecast.....	11
Figure 2 – Final energy consumption of natural gas: Current vs. Previous Forecast .....	14
Figure 3 – Final energy consumption of natural gas.....	15
Figure 4 – Configuration of the Main Interconnections in the National Grid .....	18

Figure 5 – Evolution of the Installed Capacity in the National Grid .....	20
Figure 6 – Increase in Power Capacity by Energy Source: Contracted and Planned .....	21
Figure 7 – Evolution of the Installed Capacity of the Planned UHE in the National Grid .....	23
Figure 8 – Expected UTE generation in the 2012-2021 period .....	25
Figure 9 – Installed Capacity Evolution by Energy Source .....	26
Figure 10 – Operational Marginal Cost (CMO) by electricity subsystem .....	27
Figure 11 – Energy deficit risk by electrical subsystem .....	28
Figure 12 – Risk of a Power Deficit by Main Electrical Subsystems .....	31
Figure 13 – Severity of a power deficit risk in terms of the total demand .....	31
Figure 14 – Transmission Line System .....	32
Figure 15 – Regional Interconnections .....	33
Figure 16 – Oil International Prices.....	41
Figure 17 – International Petroleum Product Prices.....	41
Figure 18 – Domestic Petroleum Product Prices.....	42
Figure 19 – Total Supply of Natural Gas in the Pipeline Integrated Grid .....	48
Figure 20 – The Balance of Natural Gas in the Pipeline Integrated Grid .....	49
Figure 21 – The Evolution of Balance of Biodiesel .....	50
Figure 22 – The Expected Evolution of Ethanol Demand .....	51
Figure 23 – The Expected Evolution of LDV Fleet by Fuel Type .....	51
Figure 24 – Total Ethanol Exports.....	52
Figure 25 – Sugarcane Production Requirement .....	53
Figure 26 – Productivity and Land Requirements in the Sugarcane Production .....	54
Figure 27 – Cost-benefit environmental analysis of UHEs .....	59