



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA *TEN-YEAR ENERGY EXPANSION PLAN* 2024 SUMÁRIO / SUMMARY





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

Ministro de Estado
Minister

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo
Executive Secretary

Luiz Eduardo Barata

Chefe de Gabinete do Ministro
Minister's Chief of Staff

Willamy Moreira Frota

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

Carlos Nogueira da Costa Júnior

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



Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Energy Research Office

Presidente
President

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Director of Energy, Economics and Environmental Studies
Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Director of Electricity Studies

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Director of Oil, Gas and Biofuel Studies
Gelson Baptista Serva

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

Catálogo na Fonte

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015

2v.: 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

Moacir Carlos Bertol

João José de Nora Souto

Paulo Cesar Magalhães Domingues

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, Christiany Salgado Faria, Cristiano Augusto Trein, Daniele de Oliveira Bandeira, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto Kwitko Ribeiro, Gilma dos Passos Rocha, Guilherme Zanetti Rosa, Gustavo Santos Masili, Gustavo Cerqueira Ataíde, João Antônio Moreira Patusco, Jorge Paglioli Jobim, José Luiz Scavassa, Kleverton Manoel Marques Gontijo, Livia Batista Maciel Braga, Lívio Teixeira de Andrade Filho, Lúcia Maria Praciano Minervino, Luis Fernando Badanhan, Marco Aurélio dos Santos Araújo, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paula Roberta Moraes Baratella, Tarita da Silva Costa, Sérgio Ferreira Cortizo, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Ubyrajara Nery Graça Gomes, Valdir Borges Souza Júnior, Vania Maria Ferreira, Vilma Maria de Resende.

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, Antônio Henrique Godoy Ramos, Breno Peixoto Cortez, Cláudio Akio Ishihara, Clayton de Sousa Pontes, Deivson Matos Timbó, Diogo Santos Baleeiro, Edie Andreeto Júnior, Fernando Massaharu Matsumoto, Jackeline Gonçalves de Oliveira, Jaqueline Meneghel Rodrigues, José Botelho Neto, João Batista Simon Flausino, Juliano Vilela Borges dos Santos, Karla Branquinho dos Santos Gonzaga, Lauro Doniseti Boghiotti, Luciano Costa de Carvalho, Luiz Carlos Lisbôa Theodoro, Marlon Arraes Jardim Leal, Matheus Batista Bodnar, Maurício Ferreira Pinheiro, Paulo Roberto Machado Fernandes Costa, Renato Lima Figueiredo Sampaio, Ricardo Borges Gomide, Ricardo de Gusmão Dornelles, Rodrigo Willians de Carvalho, Symone Christine de Santana Araújo, Umberto Mattei.

Assessoria Especial em Gestão Socioambiental – AESA/SECEX

Coordenação / Coordination: Maria Ceicilene Aragão Martins

Equipe técnica / Technical Team: André Luiz Barros de Brito, Leonardo Belvino Póvoa, Nilo da Silva Teixeira, Ricardo da Costa Ribeiro, Rita Alves Silva, Thomas Johannes Schrage, Verônica Silva e Souza.

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

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva / Executive Coordination

Estudos econômico-energéticos e ambientais: Ricardo Gorini de Oliveira

Estudos de energia elétrica: Amílcar Gonçalves Guerreiro

Estudos de petróleo, gás e biocombustíveis: Gelson Baptista Serva

Consolidação e Sistematização / Final Manuscript Preparation and Editing

Emílio Hiroshi Matsumura (coordenação/ coordination and English version), Maria Fernanda Bacile Pinheiro

Estudos econômicos e energéticos / Energy and Economic Studies

Coordenação / Coordination: Jeferson Borghetti Soares

Equipe técnica / Analysis Team: Aline Moreira Gomes (parcial), Allex Yujhi Gomes Yukizaki (parcial), Ana Cristina Braga Maia, Andre Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Bernardo Vianna Zurli Machado (parcial), Bianca Nunes de Oliveira, Carla da Costa Lopes Achão, Daniel Kuhner Coelho (parcial), Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen (parcial), Fernanda Marques Pereira Andreza, Flávio Alberto Figueiredo Rosa, Gabriel Fonseca Machado de Azeredo, Gabriel Konzen, Glaucio Vinicius Ramalho Faria, Guilherme Ferreira Maia (parcial), Gustavo Brandão Haydt de Souza, Gustavo Miranda de Magalhães, Gustavo Naciff de Andrade, Isabela de Almeida Oliveira, Ismael Alves Pereira Filho, Jaine Venceslau Isensee, Jairo Viana Feliciano (parcial), João Moreira Schneider de Mello, Lena Santini Souza Menezes, Lidiane de Almeida Modesto, Luciano Basto Oliveira, Luiz Gustavo Silva de Oliveira (parcial), Marcelo Costa Almeida, Marcelo Henrique Cayres Loureiro, Marcia Andreassy, Marcio Jose Casici, Maria Luiza Viana Lisboa, Renata Dias Gomes, Monique Riscado da Silva (parcial), Natalia Gonçalves de Moraes, Patricia Messer (parcial), Renata de Azevedo M. da Silva, Rogério Antônio da Silva Matos, Sidney Massami Koto (parcial), Simone Saviolo Rocha, Thiago Toneli Chagas.

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 Livino, Dan Gandelman, Fernanda Fidelis Paschoalino, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Glaysson de Mello Muller, Hermes Trigo da Silva, Joana D'Arc de França Cordeiro, Luis Paulo Scolaro Cordeiro, Marília Ribeiro Spera, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Renato Haddad Simões Machado, Ronaldo Antonio de Souza, Roney Nakano Vitorino, Sabrina Cristina Lobo, Simone Quaresma Brandão, Tereza Cristina Paixão Domingues, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar, Tiago Cardoso França.

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

Coordenação / Coordination: Paulo Roberto Amaro

Equipe técnica / Analysis Team: Thiago Vasconcellos Barral Ferreira e Diego Pinheiro de Almeida.

Estudos de transmissão de energia elétrica / Power Transmission Studies

Coordenação / Coordination: José Marcos Bressane

Equipe técnica / Analysis Team: Alexandre de Melo Silva, Aretha de Souza Vidal Campos, Armando Leite Fernandes, Beatriz Nogueira Levy, Bruno Scarpa Alves da Silveira, Carolina Moreira Borges, Daniel José Tavares de Souza, Dourival de Souza Carvalho Junior, Fábio de Almeida Rocha, Gustavo Valeriano Neves Luizon, Igor Chaves, Jean Carlo Morassi, João Henrique Magalhães Almeida, João Mauricio Caruso, Jonas Carvalheira Costa, Leandro Moda, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Marcelo Lourenço Pires, Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Maxwell Cury Junior, Paulo Fernando de Matos Araújo, Pedro Henrique Mendonça dos Santos, Priscilla de Castro Guarini, Rafael Pentagna Silvestre, Rafael Theodoro Alves e Mello, Rodrigo Rodrigues Cabral, Rodrigo Ribeiro Ferreira, Sérgio Felipe Falcão Lima, Thiago de Faria Rocha Dourado Martins, Tiago Campos Rizzotto, Tiago Veiga Madureira, Vanessa Stephan Lopes, Vinicius Ferreira Martins.

Estudos de petróleo e gás natural / Oil and Gas Studies

Coordenação / Coordination: Giovani Vitória Machado

Equipe técnica / Analysis Team: Adriana Queiroz Ramos, Aline Maria dos Santos, Ana Claudia Sant'Ana Pinto, Carlos Augusto Góes Pacheco, Carolina Oliveira de Castro, Gabriel de Figueiredo da Costa, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Jairo Marcondes de Souza, João Felipe Gonçalves de Oliveira, Kátia Souza de Almeida, Lucas Jose Falarz, Luiz Paulo Barbosa da Silva, Marcelo Ferreira Alfradique, Marcos Frederico F. de Souza, Nathalia Oliveira de Castro, Pamela Cardoso Vilela, Pedro Mariano Yunes Garcia, Péricles de Abreu Brumati, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Ricardo Moreira dos Santos, Roberta de Albuquerque Cardoso, , Sergio Martins de Souza, Victor Hugo Trocate da Silva.

Estudos de derivados de petróleo e biocombustíveis / Oil Products and Biofuels Studies

Coordenação / Coordination: Ricardo Nascimento e Silva do Valle

Equipe técnica / Analysis Team: André Luiz Ferreira dos Santos, Angela Oliveira da Costa, Antonio Carlos Santos, Bruno Rodamilans Lowe Stukart, Clara Santos Martins Saide, Deise dos Santos Trindade Ribeiro, Euler João Geraldo da Silva, Gabriel da Silva Azevedo Jorge, Henrique dos Prazeres Fonseca, Juliana Rangel do Nascimento, Kriseida C. P. G. Alekseev, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Marcelo Castello Branco Cavalcanti, Maria Cecília Pereira de Araújo, Marina Damião Besteti Ribeiro, Marisa Maia de Barros, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Paula Isabel da Costa Barbosa, Pedro Ninõ de Carvalho, Rachel Martins Henriques, Rafael Barros Araujo, Rafael Moro da Mata, Raissa Caputo Domingues da Silva, Vitor Manuel do Espírito Santo Silva.

Estudos socioambientais / Environmental Studies

Coordenação / Coordination: Edna Elias Xavier

Equipe técnica / Analysis Team: Alfredo Lima Silva, Ana Dantas Mendez de Mattos, André Luiz Alberti, André Viola Barreto, Bernardo Regis Guimarães de Oliveira,, Carlos Frederico Menezes, Carolina Maria H. de G. A. Feijo Braga, Carolina Meirinho, Cristiane Moutinho Coelho, Daniel Dias Loureiro, Guilherme de Paula Salgado, Gustavo Fernando Schmidt, Hermani de Moraes Vieira, José Ricardo de Moraes Lopes, Kátia Gisele Soares Matosinho, Leyla Adriana Ferreira da Silva, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Mariana Lucas Barroso, Paula Cunha Coutinho, Robson de Oliveira Matos, Rodrigo Vellardo Guimarães, Valentine Jähnel, Verônica Souza da Mota Gomes.

APRESENTAÇÃO / FOREWORD

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

Os Planos Decenais elaborados no setor elétrico constituem um dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletroenergética do país. A partir de 2007 estes Planos ampliaram a abrangência dos seus 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 2024** apresenta importantes sinalizações para orientar as ações e decisões, voltadas para o equilíbrio entre as projeções de crescimento econômico do país e a necessária expansão da oferta, de forma a garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável.

Nesse sentido, vale ressaltar a previsão da continuidade da forte presença das fontes renováveis na matriz energética brasileira, de 45,2% em 2024, indicador superior ao verificado em 2014, de 39,4%. Na matriz de geração de energia elétrica, as renováveis deverão representar perto de 86% em 2024, superando a atual predominância destas fontes. Destaque para a energia eólica, que dos atuais 2% da matriz elétrica deverá passar a 8% em 2024, devido à expansão de 20 GW no período.

O que se projeta ao longo do período é o início de um processo de diversificação da matriz de energia elétrica, que embora ainda predominantemente baseada em energia hidráulica, apresenta um crescimento expressivo de outras fontes renováveis.

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

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 the demand and supply expansion of several energy sources, beyond electricity.

*The **Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE 2024** presents important signals to guide the actions and decisions related to the task of balancing projections of the country's economic growth and the required expansion of the energy supply, thus ensuring energy security to society at adequate cost, fully reflecting available technological options and environmental sustainability.*

As a result, the Brazilian energy balance is expected to keep its significant share of renewables sources of 45.2% in 2024, starting from 39.4% in 2014. In the power sector, renewable sources continue to be predominant: its share is expected to be around 86% of total electricity generation in 2024. The wind power share increases significantly, from the current 2% to 8% in 2024, due to the expected capacity expansion of 20 GW in the next 10 years.

Although the Brazilian power mix is predominantly based on hydraulic energy, it is expected the beginning of its diversification through the significant increasing of other renewable sources throughout the horizon.

Neste PDE 2024 estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,4 trilhão, dos quais 26,7% correspondem ao segmento de energia elétrica; 70,6% ao de petróleo e gás natural; e 2,6%, ao de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2014 e 2024: da oferta da capacidade instalada para atendimento à carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, de 132,9 GW para 206,4 GW, não incluída a autoprodução; da produção de petróleo, de 2,3 milhões de barris/dia para 5,1 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 87,4 milhões de m³/dia para 171,7 milhões de m³/dia; e da produção de etanol, de 28,5 milhões de m³ para 43,9 milhões de m³.

Ao apresentar o **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024**, resultado de um processo interativo de planejamento energético, subsidiado por estudos da Empresa de Pesquisa Energética, o Ministério de Minas e Energia agradece a colaboração recebida por meio da consulta pública, da qual participaram entidades da sociedade civil, órgãos governamentais, empresas e agentes do setor energético.

Brasília, dezembro de 2015.

In this PDE 2024 total estimated investment amounts to R\$ 1.4 trillion, of which 26.7% shall be directed to the supply of electricity, 70.6% to Oil and Gas (O&G) sector, and 2.6% to the liquid biofuels sector. Accordingly, this amount represents the following physical expansion between 2014 and 2024: the installed capacity of power generation is expected to grow from 132.9 GW to 206.4 GW, oil production from 2.3 million barrel/day to 5.1 million barrel/day, the production of natural gas, from 87.4 million m³/day to 171.7 million m³/day, and the production of ethanol from 28.5 million m³ to 43.9 million m³.

*By releasing the **Ten-Year Energy Expansion Plan - PDE 2024**, the final result of an interactive process of energy planning based on studies prepared by EPE (Energy Research Office), the Ministry of Mines and Energy acknowledges the collaboration received through the public consultation, attended by civil society organizations, government agencies, companies and agents in the energy industry.*

Brasília, December 2015.

Eduardo Braga

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

CONTEÚDO / TABLE OF CONTENTS

I – DEMANDA DE ENERGIA / ENERGY CONSUMPTION.....	8
ELETRICIDADE / <i>ELECTRICITY</i>	10
GÁS NATURAL / <i>NATURAL GAS</i>	14
II – OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY & TRANSMISSION.....	17
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / <i>POWER SUPPLY</i>	17
EXPANSÃO DA GERAÇÃO/ <i>EXPANSION OF THE POWER CAPACITY</i>	20
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / <i>POWER TRANSMISSION</i>	28
III – PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS / OIL, GAS & BIOFUELS.....	33
DERIVADOS DE PETRÓLEO / <i>OIL PRODUCTS</i>	38
GÁS NATURAL / <i>NATURAL GAS</i>	42
OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS / <i>BIOFUELS AND BIOMASS</i>	44
IV – ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE / SOCIOENVIRONMENTAL AND SUSTAINABILITY ISSUES	48
EMISSÕES DE GEE / <i>GHG EMISSIONS</i>	48
ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL / <i>ENVIRONMENTAL ANALYSIS</i>	51
Geração hidrelétrica / <i>Hydro Power</i>	51
Outras Fontes Renováveis / <i>Other Renewables</i>	53
Transmissão de energia elétrica / <i>Power Transmission</i>	54
Produção de petróleo e gás natural / <i>Oil and Gas Production</i>	55
Biocombustíveis/ <i>Biofuels</i>	56
V – SÍNTESE EXECUTIVA /EXECUTIVE SUMMARY	57
MATRIZ ENERGÉTICA / <i>ENERGY BALANCE</i>	58
CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS / <i>MAIN RESULTS</i>	61
LISTA DE TABELAS E FIGURAS / LIST OF TABLES AND FIGURES	65
Lista de Tabelas.....	65
<i>List of Tables</i>	65
Lista de Figuras	66
<i>List of Figures</i>	67

I – DEMANDA DE ENERGIA / ENERGY CONSUMPTION

Espera-se que o consumo final de energia no Brasil cresça a uma taxa média de 2,9% a.a. ao longo do horizonte até 2024, frente a uma expansão do PIB de 3,2% a.a..

Nesse horizonte, destaca-se o aumento da participação relativa da eletricidade no consumo final de energia de 17% para 19,2% entre 2015 e 2024, principalmente por causa do consumo advindo de autoprodução em setores como celulose, sucroalcooleiro e exploração e produção de petróleo.

A expansão do consumo de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) continua ao longo do horizonte com sua participação relativa no total do consumo de energia se elevando de 7,0% em 2015 para 7,4% em 2024. Mesmo com a redução da participação da lenha em função do declínio do número de domicílios em que seu uso é preponderante, os biocombustíveis no total mantêm sua participação relativa no decênio, em torno de 28%.

Continua a queda da participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia de 43,1% em 2015 para 40,7% em 2024.

Em relação ao consumo final de gás natural, verifica-se a manutenção de sua participação relativa em torno de 7,5% entre o início e o fim do decênio, embora seja esperada uma queda no primeiro quinquênio, influenciado pela entrada do 1º trem da refinaria do COMPERJ no decorrer do segundo quinquênio do horizonte em estudo.

A Tabela 1 apresenta a projeção do consumo final energético brasileiro desagregado por fonte.

Final energy consumption in Brazil is expected to increase at a compound annual growth rate (CAGR) of 2.9% in the ten-year period, while GDP is expected to increase at a CAGR of 3.2%.

Electricity consumption increases its share in the Brazilian energy balance: from 17% to 19.2% between 2015 and 2024, mainly because of the consumption from the self-producers in industries such as pulp, sugar cane and oil exploration and production.

The liquid biofuel (e.g., ethanol and biodiesel) share of final energy consumption continues to rise from 7% in 2015 to 7.4% in 2024. Despite the reduction of firewood's share in final energy consumption, due to the decline in the number of households in which their use is predominant, the biofuel total share (which, additionally to the liquid biofuels and firewood, includes sugar cane bagasse and charcoa) of final energy consumption is expected to maintain the 28% level throughout the ten years.

The oil product (in particular, gasoline, LPG and diesel) share of the final energy consumption decreases from 43.1% to 40.7% in the same period.

The natural gas keeps its share of 7.5% between the beginning and the end of the period, although a reduction is expected in the next five year, because of the start of the first module of COMPERJ refinery during the second five-year horizon under study.

Table 1 summarizes the final energy consumption forecasts in the ten-year horizon.

Tabela 1 – Consumo final energético
Table 1 – Final energy consumption

Fonte / <i>Energy Source</i>	2015		2019		2024	
	10 ³ tep / toe	%	10 ³ tep / toe	%	10 ³ tep / toe	%
Gás natural / <i>Natural gas</i>	19.799	7,4	21.293	7,1	26.587	7,5
Carvão mineral e coque / <i>Coal and coke</i>	13.050	4,9	15.294	5,1	17.330	4,9
Lenha / <i>Firewood</i>	15.019	5,6	15.651	5,2	16.809	4,8
Carvão vegetal / <i>Charcoal</i>	4.146	1,6	4.403	1,5	5.506	1,6
Bagaço de cana / <i>Sugar Cane Bagasse</i>	29.191	11,0	34.727	11,6	37.786	10,7
Elettricidade / <i>Electricity</i>	45.173	17,0	53.015	17,6	68.014	19,2
Etanol / <i>Ethanol</i>	15.303	5,7	18.526	6,2	21.795	6,2
Biodiesel	3.372	1,3	3.696	1,2	4.302	1,2
Outros / <i>Other Energy Sources</i>	6.498	2,4	9.140	3,0	11.410	3,2
Derivados de petróleo / <i>Oil Products</i>	114.765	43,1	124.731	41,5	143.959	40,7
Óleo diesel / <i>Diesel Fuel</i>	48.881	18,4	53.904	17,9	63.090	17,8
Óleo combustível / <i>Fuel Oil</i>	3.627	1,4	4.054	1,3	4.628	1,3
Gasolina / <i>Gasoline</i>	24.794	9,3	24.811	8,3	27.705	7,8
GLP / <i>Liquefied Petroleum Gas (LPG)</i>	8.554	3,2	9.130	3,0	9.972	2,8
Querosene / <i>Kerosene</i>	3.661	1,4	4.079	1,4	5.164	1,5
Outros / <i>Other Oil products</i>	25.249	9,5	28.753	9,6	33.401	9,4
Total	266.315	100,0	300.477	100,0	353.498	100,0

As projeções de demanda de energia já incorporam o efeito estimado da conservação de energia (Tabela 2). A eficiência energética representa 20% do aumento da demanda de combustíveis, 17% do aumento da demanda de eletricidade e 19% do aumento da demanda energética total.

Em particular, a energia conservada no consumo de combustíveis, de 12 milhões de tep em 2024, é equivalente a 255 mil barris por dia, ou aproximadamente 12% da média do consumo de petróleo no País em 2014. Já na energia elétrica, a conservação estimada de 44 TWh em 2024, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 11.700 MW, a parte brasileira da UHE de Itaipu mais a UHE Xingó.

In the energy consumption forecast it was considered the impact of energy efficiency measures (Table 2). Energy efficiency represents 20% of the liquid fuel consumption increase, 17% of the electricity consumption increase and 19% of total energy consumption increase.

The saved fuel consumption, of 12 million toe by 2024, is equivalent to 255 thousand barrels per day, or 12% of the average daily domestic oil consumption in 2014. Saved electricity consumption corresponds to 44 TWh in 2024 which represents the annual production of a 11,700 MW hydropower plant (HPP), equivalent to sum of installed capacity of the Brazilian share of Itaipu HPP and the Xingó HPP.

Tabela 2 – Consumo de energia e eficiência energética
Table 2 – Energy consumption and energy efficiency

Consumo / <i>Consumption</i> ^(a)	2015	2019	2024
	10 ³ tep / <i>toe</i>		
Consumo potencial, sem conservação / <i>Potential consumption, without conservation</i>	249.741	287.815	350.174
Energia conservada / <i>Saved Energy</i>	391	6.045	16.583
Energia conservada, % / <i>Saved Energy, %</i>	0,2	2,1	4,7
Consumo final, considerando conservação / <i>Final consumption, considering conservation</i>	249.350	281.769	333.591
Energia conservada por setor / <i>Conservation by sector</i>	10³ tep / <i>toe</i>		
Indústria / <i>Industry</i> ^(b)	92	3.471	8.754
Transportes / <i>Transports</i>	76	1.155	4.606
Serviços / <i>Services</i>	148	467	935
Residencial / <i>Residential</i> ^(c)	53	638	1.633
Agropecuário / <i>Agriculture</i>	22	314	655

Notas / Notes: (a) Não inclui o consumo de combustíveis no setor residencial / *It does not include the fuel consumption in the residential sector.*

(b) Inclui setor energético. / *It includes the energy production sector.*

(c) Compreende consumo de energia nos domicílios urbanos e rurais. / *It includes rural dwellings.*

ELETRICIDADE / *ELECTRICITY*

O consumo nacional de energia elétrica na rede (isto é, exclusive autoprodução) atingirá 692 TWh ao fim de 2024, a uma taxa média de crescimento de 3,9% ao ano.

Na desagregação por classe de consumo (Tabela 3), a classe comercial apresenta maior expansão, seguida pela classe residencial. A indústria reduz a sua participação no consumo de energia na rede, apresentando taxa de crescimento inferior à média.

A análise da projeção do consumo por subsistema elétrico (Tabela 4) revela maior crescimento no subsistema Norte.

Electricity consumption in the grid is expected to grow at a CAGR of 3.9% per year, reaching 692 TWh in 2024.

When considering the electricity consumption forecast by consumer type (see Table 3), the commercial sector shows the highest consumption growth rate, followed by the residential sector. 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 large plants load expansion and especially the interconnection of the Macapá region and the Boavista region.

Tabela 3 – Consumo de eletricidade na rede, por classe de consumidor
Table 3 – Electric consumption in the national grid by consumer type

Ano / Year	Residencial / <i>Residential</i>	Industrial	Comercial / <i>Commercial</i>	Outros / <i>Others</i>	Total
	GWh				
2015	135.346	170.173	92.275	73.125	470.918
2019	156.267	187.571	109.183	84.372	537.393
2024	197.193	239.587	147.806	107.551	692.137
Período / Period	Variação (% a.a.) / % change per year				
2014-2019	3,4	1,0	4,0	2,8	2,6
2019-2024	4,8	5,0	6,2	5,0	5,2
2014-2024	4,1	3,0	5,1	3,9	3,9

Tabela 4 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema
Table 4 – Electricity consumption in the national grid by electrical subsystem

Ano / Year	Subsistema / <i>Electrical Subsystem</i>				SIN / <i>National Grid</i>	Sistemas Isolados / <i>Nonconnected to the Grid</i>	Brasil
	Norte <i>North</i>	Nordeste <i>Northeast</i>	Sudeste/CO <i>Southeast + Midwest</i>	Sul <i>South</i>			
	GWh						
2015	34.177	72.617	276.678	85.070	468.542	2.377	470.918
2019	41.625	84.839	312.820	95.992	535.276	2.117	537.393
2024	58.598	110.954	399.410	119.706	688.668	3.468	692.137
Período / <i>Period</i>	Variação (% a.a.) / <i>CAGR</i>						
2014-2019	4,3	3,4	2,3	2,5	2,7	-10,9	2,6
2019-2024	7,1	5,5	5,0	4,5	5,2	10,4	5,2
2014-2024	5,7	4,4	3,6	3,5	3,9	-0,8	3,9

Importa destacar a expansão da autoprodução de 6,2% ao ano, atingindo 98 TWh em 2024. As perspectivas de expansão da capacidade instalada dos grandes consumidores industriais estão concentradas em celulose e siderurgia. Os demais consumidores, espalhados em segmentos de açúcar e álcool, E&P e alimentos e bebidas, são responsáveis por cerca de 60% da expansão da autoprodução.

Electricity self-production is expected to increase at a CAGR of 6.2%, reaching 98 TWh in 2024. The expansion in the installed capacity of big industrial consumers is concentrated in the pulp & paper industry and in steel industry. The remaining consumers (e.g., sugar and alcohol industry, E&P, food and beverages industry) shall be responsible for 60% of the electricity selfproduction expansion in the ten-year period.

Tabela 5 – Autoprodução de energia elétrica
Table 5 – Electricity self-production

Ano / Year	GWh		Total
	Grandes Consumidores / Big Consumers	Demais Consumidores / Remaining Consumers	
2015	23	30	54
2019	34	42	76
2024	41	57	98

Incluindo a autoprodução, projeta-se que a demanda de energia elétrica no País crescerá no período a uma taxa média de 4,2% a.a., maior do que o crescimento médio esperado do PIB, de 3,2% a.a.. Em termos acumulados, a demanda crescerá 266 TWh entre 2015 e 2024.

Including consumption of electricity selfproducers, electricity consumption is expected to grow at CAGR of 4.2%, 1 p.p. higher than the GDP. This represents an increase of 266 TWh in the ten-year horizon.

Tabela 6 – Demanda de energia elétrica e PIB
Table 6 – Electricity consumption and GDP

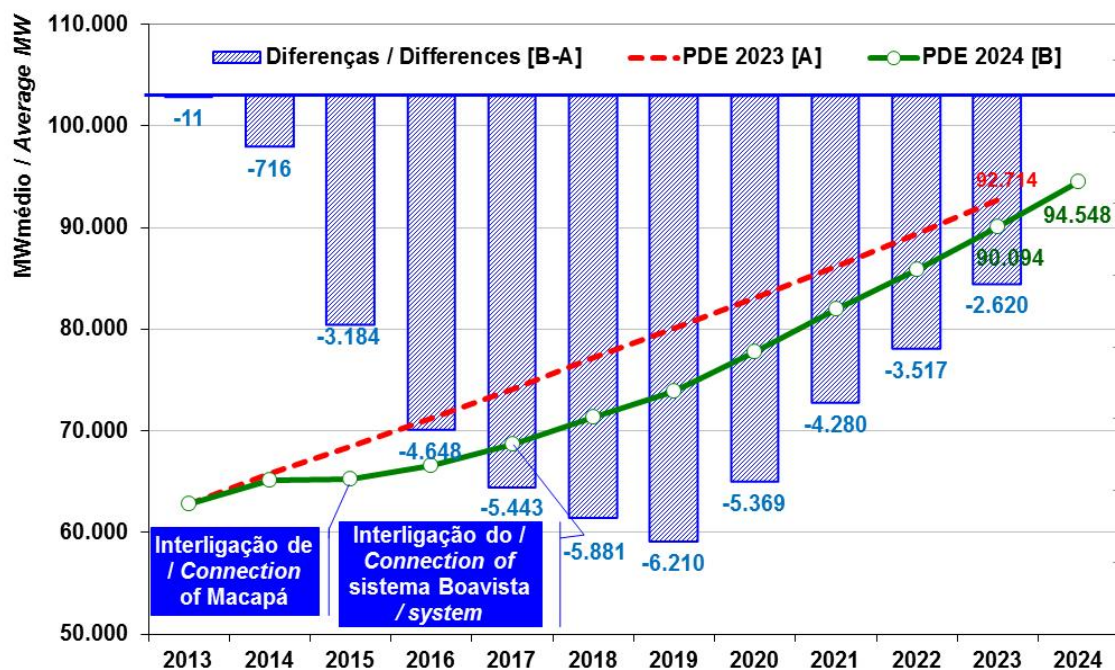
Ano	Demanda Total (TWh)	PIB (R\$ bilhões de 2010)
2015	524,6	3.959
2019	613,4	4.378
2024	790,4	5.465
Período	Variação (% a.a.)	Variação (% a.a.)
2014-2019	3,1	1,8
2019-2024	5,2	4,5
2014-2024	4,2	3,2

Incorporando a hipótese de queda do nível de perdas do SIN (de 18,0% em 2015 para 16,9% em 2024), espera-se que a carga de energia cresça à taxa média de 3,8% ao ano, passando de 65.236 MW médios em 2015, para 94.548 MW médios em 2024. Em comparação ao PDE anterior (Figura 1), o cenário de expansão da indústria eletrointensiva sofreu redução, principalmente nos segmentos de petroquímica e de alumínio.

When taking into account the reduction of the electricity transmission losses in the National Grid (from 18% in 2015 to 16.9% in 2024), it is expected that the electricity load in the National Grid increases from 65,236 average MW in 2015 to 94,548 average MW in 2024.¹ Compared to the previous PDE (Figure 1), the lower load forecast has been particularly affected by a lower expected expansion of the electro-intensive industry (e.g, petrochemical and aluminum industry) in the next ten-years.

¹ One Average MW corresponds to 8,760 MWh over the course of one year.

Figura 1 – PDE 2024 versus PDE 2023: Carga de energia no SIN
Figure 1 – Current vs. previous forecast: load in the national grid



Notas / Notes: Considera-se a interligação de Macapá a partir de maio de 2015 (no PDE anterior, em julho de 2014) e de Boavista a partir de julho de 2017 (abril de 2016, no PDE anterior). / The connections of Macapá and Boavista system were considered in May, 2015 (previously July, 2014) and July, 2017 (previously by April, 2016), respectively.

GÁS NATURAL / NATURAL GAS

Considerando-se iguais condições de competitividade entre o gás natural e o óleo combustível no curto prazo, projeta-se que o consumo final de gás natural alcance o patamar de 77 milhões de m³/dia em 2024, saindo de cerca de 54 milhões de m³/dia em 2014, como se vê na Tabela 7.

Considering a unitary relative price of natural gas and fuel oil in the short run for industrial consumers, the forecast of the final consumption of natural gas is 77 million m³/day in 2024, from 54 million m³/day in 2015 (see Table 7).

Tabela 7 – Consumo final de gás natural
Table 7 – Natural gas final consumption by region

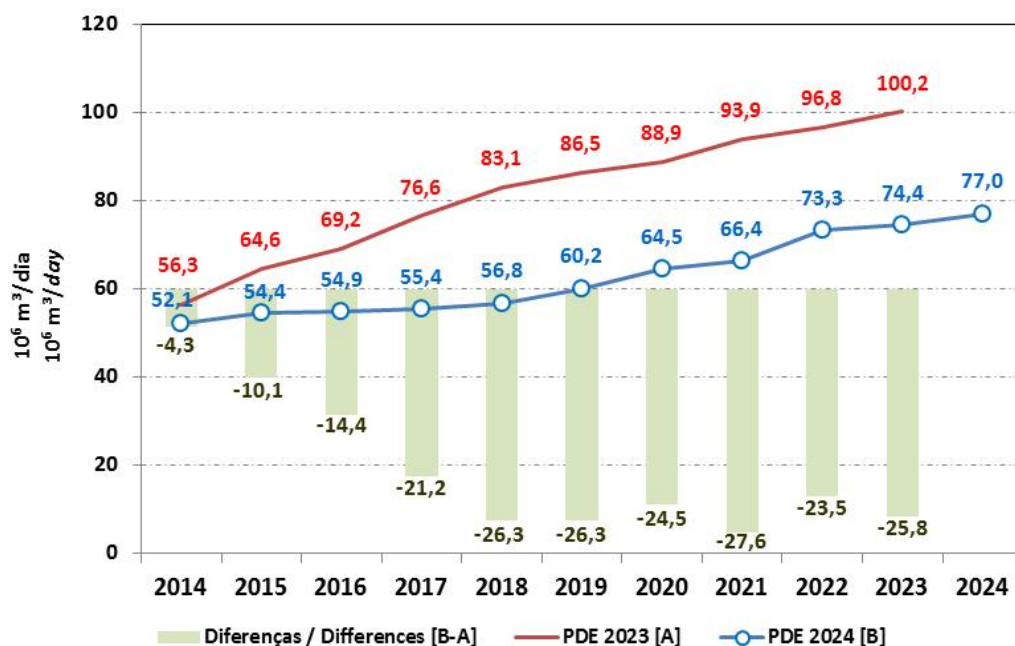
Ano / Year	Norte / North	Nordeste / Northeast	Sul / South	Sudeste / Southeast	Centro-Oeste / Midwest	Brasil
(10 ³ m ³ /dia / 10 ³ m ³ /day)						
2015	271	11.117	6.363	36.446	231	54.428
2019	386	12.683	6.718	38.562	1.811	60.159
2024	461	13.972	8.459	51.134	3.011	77.037
Período / Period	Variação (10 ³ m ³ /dia) / Change (10 ³ m ³ /day)					
2014-2024	202	3.369	2.892	15.702	2.796	24.961
Período / Period	Variação (% a.a.) / CAGR					
2014-2019	8,4	3,6	3,8	1,7	53,1	2,9
2019-2024	3,6	2,0	4,7	5,8	10,7	5,1
2014-2024	6,0	2,8	4,3	3,7	30,2	4,0

Notas / Notes: Não inclui consumo em cogeração, termelétrico e em E&P (gás úmido). / Natural gas final consumption does not include consumption in cogeneration, in the thermal power plants and in E&P (wet gas).

Em relação ao PDE anterior (Figura 2), o consumo final de gás natural teve uma queda significativa por causa da portergação de projetos intensivos em gás natural, aliada a um cenário econômico mais modesto.

Compared to the previous Ten-Year Energy Plan forecast (Figure 2), there is a significant drop in the forecast of the natural gas final consumption due to the postponement of natural-gas-intensive consumption plants, combined with a more modest economic growth perspective.

Figura 2 – Consumo final de gás natural: PDE 2024 x PDE 2023
Figure 2 – Final consumption of natural gas: current vs. previous Forecast



Nota / Note:

Não inclui consumo em cogeração, termelétrico e em E&P (gás úmido). / Natural gas final consumption does not include consumption in cogeneration, in the thermal power plants and in E&P (wet gas).

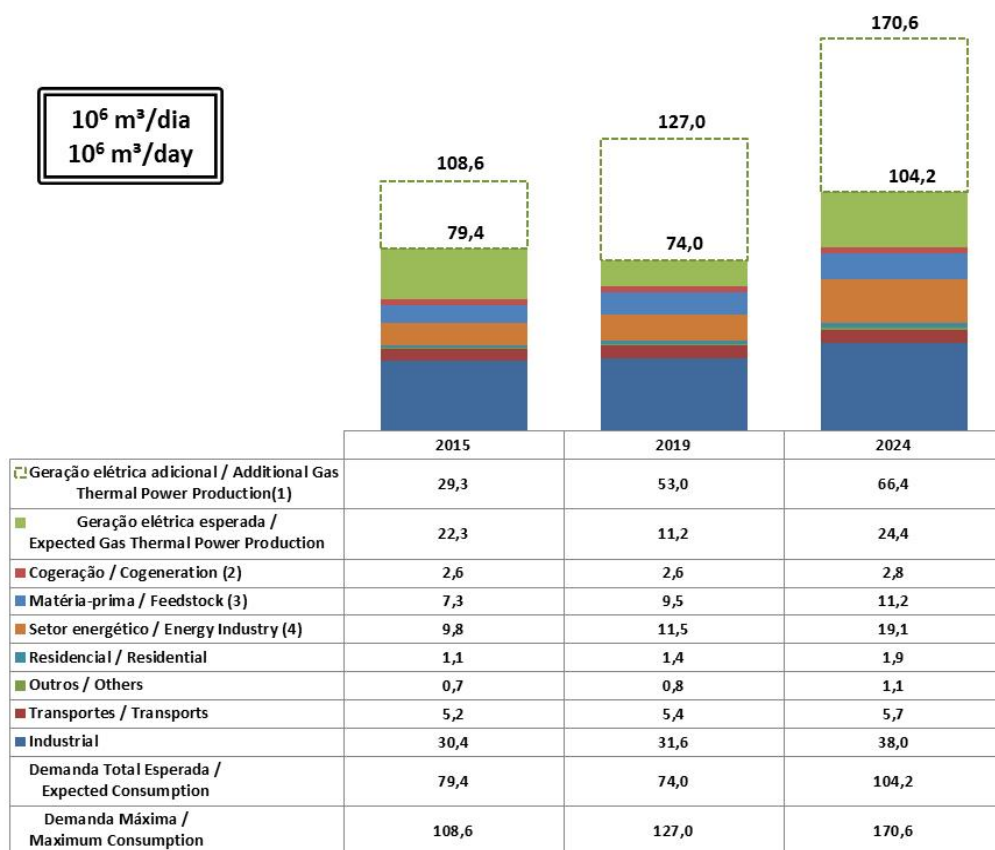
Considerando-se o nível máximo de despacho térmico, a demanda total de gás natural em 2024 poderia atingir 170,6 milhões de m³/dia (máxima diária). Cabe ressaltar que este total não inclui o consumo proveniente das atividades de E&P (Figura 3).²

Considering all thermal power plants were required for power generation, the natural gas consumption is expected to reach 170.6 million m³/day, not considering consumption related to E&P activities (see Figure 3).³

² 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.

³ 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 total 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 is not considered in the forecasts.

Figura 3 – Consumo total de gás natural
Figure 3 – Total consumption of natural gas



Notas / Notes:

(1) Corresponde à diferença entre a geração máxima e a esperada. / It corresponds to the difference between the maximum and the expected generation of gas-fired thermal power plants.

(2) Inclui cogeração industrial e comercial. Não inclui geração em E&P / It includes industrial and commercial cogeneration. It does not include generation in E&P activities.

(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.

II – OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY & TRANSMISSION

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER SUPPLY

O objetivo do planejamento da oferta de energia elétrica para o horizonte decenal é apresentar a expansão indicativa da geração e das principais interligações dos sistemas regionais, de forma sustentável, atendendo aos critérios de economia e de segurança de suprimento para o sistema eletroenergético.

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, compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa.

O planejamento da expansão da oferta de energia baseia-se em critério econômico (igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, com valor igual a R\$ 139/MWh) e em critério de segurança, (risco de déficit igual a 5% em cada subsistema do SIN, considerando-se todos os cenários hidrológicos simulados).

Para as simulações energéticas foi utilizado o modelo NEWAVE⁴, com a simulação de 2.000 cenários hidrológicos, sem tendência hidrológica e com o mecanismo de aversão ao risco (CVaR). O custo do déficit utilizado neste ciclo de planejamento foi de R\$ 3.150/MWh e a taxa real de desconto foi de 8% ao ano.

The reference scenario for the power capacity expansion in the next 10 years aims at subsidizing the power auctions need to meet load demand under the premises of security supply and environmental and social sustainability.

Moreover, only power plant projects likely to start operational phase in the ten-year horizon (given their technical, economic and environmental characteristics) were considered in the portfolio for capacity expansion.

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 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 years, the CME was set at R\$ 139/MWh. It was assumed the cost of the supply shortage at R\$ 3,150/MWh and the real discount rate at 8% per year. Finally, to simulate the 2,000 hydrological inflows, the NEWAVE⁵ model was used, assuming no inflow trend and including the CVaR (risk-aversion) mechanism.

⁴ Modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel. Os estudos foram elaborados com a versão 19 deste modelo, última versão homologada pela ANEEL à época da elaboração deste Plano.

⁵ 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 19th 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

A capacidade instalada dos empreendimentos de geração do SIN, incluindo a parcela de Itaipu importada do Paraguai, totalizava quase 133 mil MW em dezembro de 2014. A distribuição desse total por tipo de usina do parque gerador existente é apresentada na Tabela 8.

A Figura 4 mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, 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 (2015-2024).

The initial configuration of the power system refers to power plants in the National Grid (SIN) and the electricity imports from UHE Itaipu, which represented a 133 thousand MW power capacity system in December, 31st of 2014. Table 8 shows the installed capacity disaggregated by energy source in that date.

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 new connections expected to enter in the SIN in the period from 2015 to 2024.

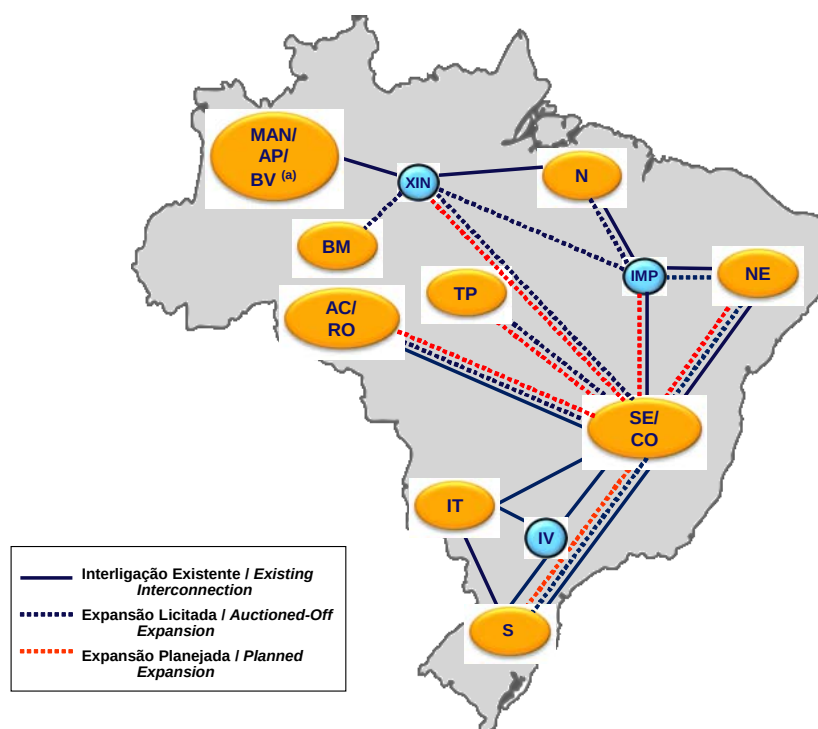
Tabela 8 – Capacidade instalada por tipo de fonte em 31/12/2014 no SIN
Table 8 – Installed capacity at the national grid in December, 2014

Fonte / Source	MW	Participação / Share (%)
Hidráulica / Hydro ^(a)	82.789	62
Térmica / Thermal	19.619	15
Nuclear	1.990	2
Outras Fontes Renováveis / Other Renewables	21.480	16
Importação Contratada / Imports ^(b)	7.000	5
Total	132.878	100

Notas / Notes: (a) Inclui a parte brasileira da UHE Itaipu (7.000 MW). / It includes the Brazilian share in UHE Itaipu (7,000 MW).
 (b) 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 regional interconnections in the national grid



(a) Foi licitada a interligação entre Manaus e Boa Vista, que será integrada à região Norte, e está em estudo a expansão do sistema de geração de Roraima através da construção de usinas hidrelétricas nessa região. / The contract of the interconnection between Manaus and Boa Vista was already awarded. Expansion of Roraima power system is under study.

Legenda / Legend

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

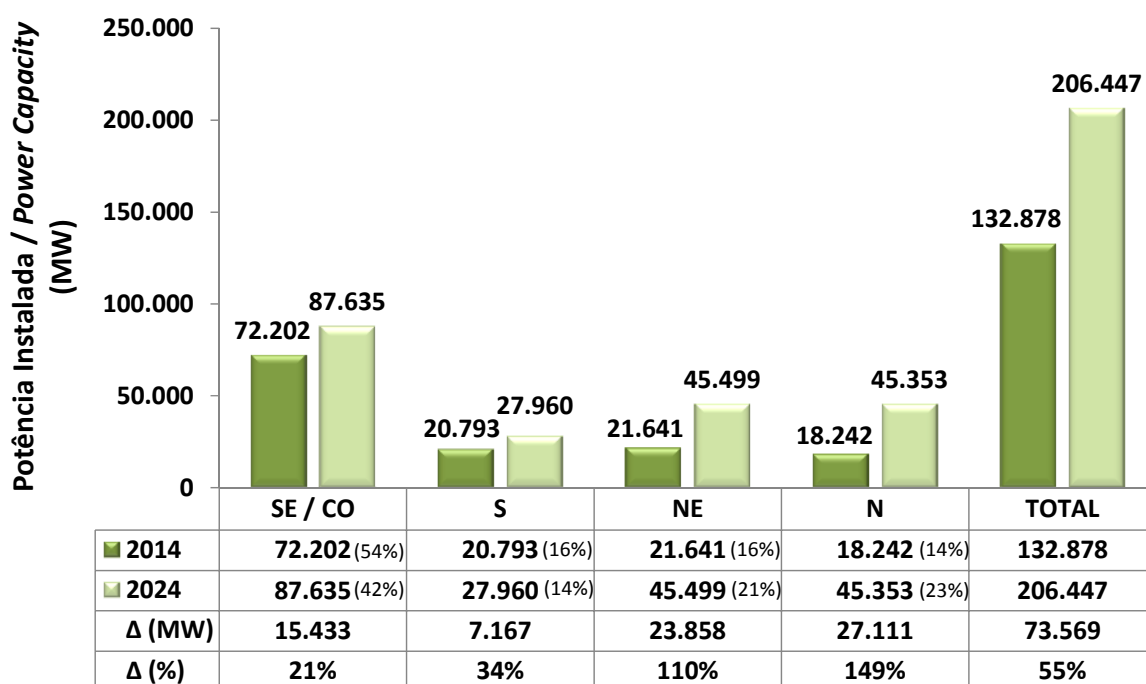
Expansão da Geração / Expansion of the Power Capacity

Incluindo a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Manaus e Amapá, a capacidade instalada no SIN evoluirá para 206 GW ao fim de 2024.

Dessa expansão, destaca-se a elevação da participação da região Norte, cuja capacidade instalada em relação ao SIN passa de 14%, no início de 2015, para 23% em 2024, totalizando aproximadamente 27 GW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, onde foi contabilizada a usina de Itaipu, há uma redução de 54% para 42% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista na ordem de 15 GW para o horizonte decenal.

Taking into account some currently non-connected systems in the North region of Brazil that will be connected to the National Grid in the ten-year horizon, total installed capacity in the SIN will increase to 206 GW by 2024 (Figure 5). Noteworthy, the North Subsystem Power Capacity is expected to significantly increase its share from 14% in the beginning of 2015 to 23% in 2024 (Figure 6), an expansion of approximately 27 GW of capacity. In turn, the Southeast-Midwest Subsystem (including UHE Itaipu) share in total installed capacity decreases from 54% to 42%, in spite of an expected expansion of 15 GW of capacity in the ten-year horizon.

Figura 5 – Participação regional na capacidade instalada do SIN
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. / Imports from Itaipu (Paraguay share) are considered in the SE/MW subsystem.

(b) Considera a capacidade já em operação comercial nos sistemas isolados que serão interligados ao SIN no horizonte do estudo deste plano. / In the North subsystem, power capacity includes power capacity actually in the non-connected system that will be connected in the horizon 2015-2024.

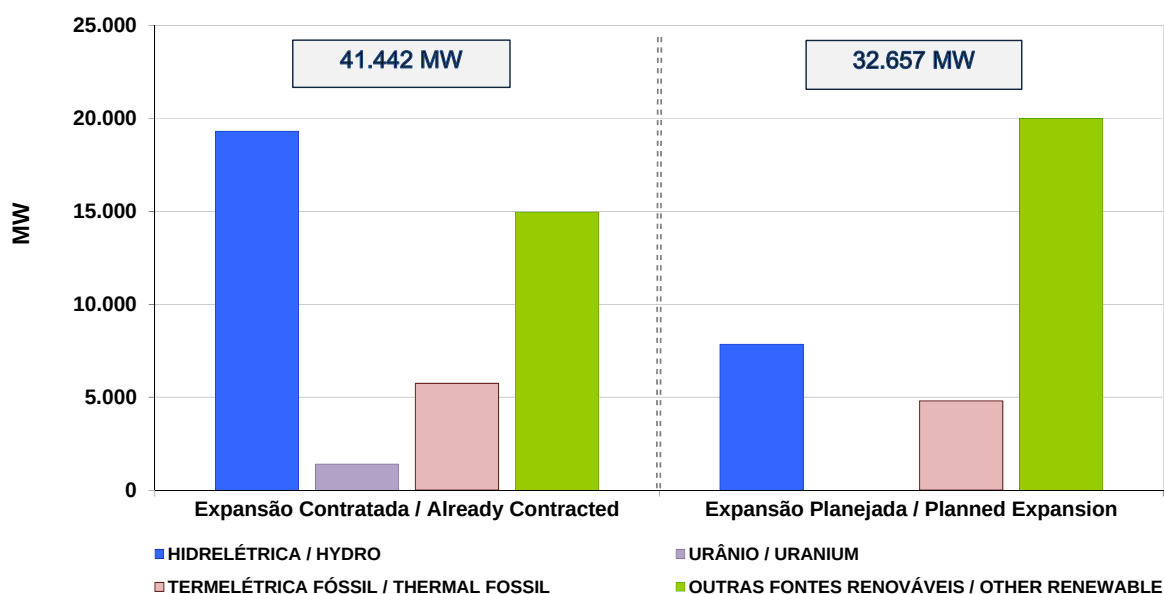
Na expansão indicativa foi considerada uma expansão de 10.500 MW de termelétricas (sem incluir nucleares ou usinas a biomassa) no horizonte decenal. A concretização dessa expansão está atrelada à disponibilidade e competitividade dos projetos, preferencialmente a gás natural, nos futuros leilões para compra de energia nova. Em caso de inviabilidade, outras fontes constituem alternativas para o atendimento à demanda, entre elas as usinas térmicas a carvão.

A Figura 6 ilustra a expansão contratada e a planejada por tipo de fonte. Observa-se a priorização das usinas hidrelétricas e de outras fontes renováveis no horizonte de planejamento. Há que ressaltar, no entanto, que a concretização desta 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.

It was considered an indicative capacity expansion of 10,500 MW of thermal power plants (gas-fired power plants were considered in the simulations) in the period. Of course, this expansion depends on the competitiveness of thermal power projects, in particular the gas-fired power plants, in future Brazilian power auctions. Otherwise, other fossil fuels may represent an alternative (e.g. coal-fired power plants).

As shown in Figure 6, most of the power expansion required to meet the expected future load growth in the ten-year horizon is already contracted (more than 41,000 MW) in past power auctions. A remaining 32,700 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



Expansão Hidrelétrica / *Hydro Power Capacity Expansion*

As usinas hidrelétricas ainda apresentam grande potencial a ser explorado. Inventários hidrelétricos já concluídos nas bacias da região Norte e Centro-Oeste apontam a viabilidade de projetos importantes, a despeito da crescente complexidade socioambiental.

No período entre 2015 a 2024, a capacidade de geração hidráulica aumentará de 90 GW para 117 GW. Devido às dificuldades na obtenção de licenças ambientais, a expansão do sistema conta com apenas três usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, para as quais, estima-se que os prazos envolvidos no processo licitatório estão aderentes ao horizonte deste plano.

A Tabela 9 apresenta a lista de projetos que constam no cenário de expansão com entrada em operação até 2024, na qual se destacam as usinas de Belo Monte (já contratada) e de São Luiz do Tapajós (a licitar), com 11.233 e 8.040 MW de potência total, respectivamente. Esses dois empreendimentos, somados, correspondem a 68% da expansão hidrelétrica em termos de capacidade instalada.

Os projetos hidrelétricos que constam neste Plano somam 28,3 GW. No entanto, devido ao longo período de motorização de alguns empreendimentos de grande porte, essa capacidade deverá estar totalmente disponível para atendimento ao SIN apenas no ano de 2027. Como mostra a Figura 7, a viabilização desses empreendimentos acrescentará 23,2 GW até dezembro de 2024, mais de 80% da sua capacidade instalada total.⁶

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 in the next future. The recent finished inventories in the river basins of the Midwest and North regions are very promising in pointing out important projects to be explored in the next years.

In the period 2015-2024, hydropower capacity expansion is expected to increase from 90 GW to 117 GW. Due to the difficulties to obtain the environmental licenses, only 3 new hydropower plants (UHEs) with accumulation reservoirs were considered for which the bidding processes are expected to occur in the horizon of the PDE 2024.

In the total hydropower capacity to be deployed until 2024 (Table 9), two large UHEs comprises 68% of the expected expansion: UHE Belo Monte (contract already awarded) with 11,233 MW and UHE São Luiz do Tapajós (to be put on bid) with 8,040 MW.

Because of the long phase of motorization of some of big UHE power plants, more than 80% (23.2 GW) of the mentioned UHEs are expected to be operational until 2024. The remaining capacity is expected to be fully operational between 2024 and 2027, as shown on Figure 7.⁷

⁶ Os projetos de geração com concessão já outorgada no passado não foram considerados no PDE, 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.

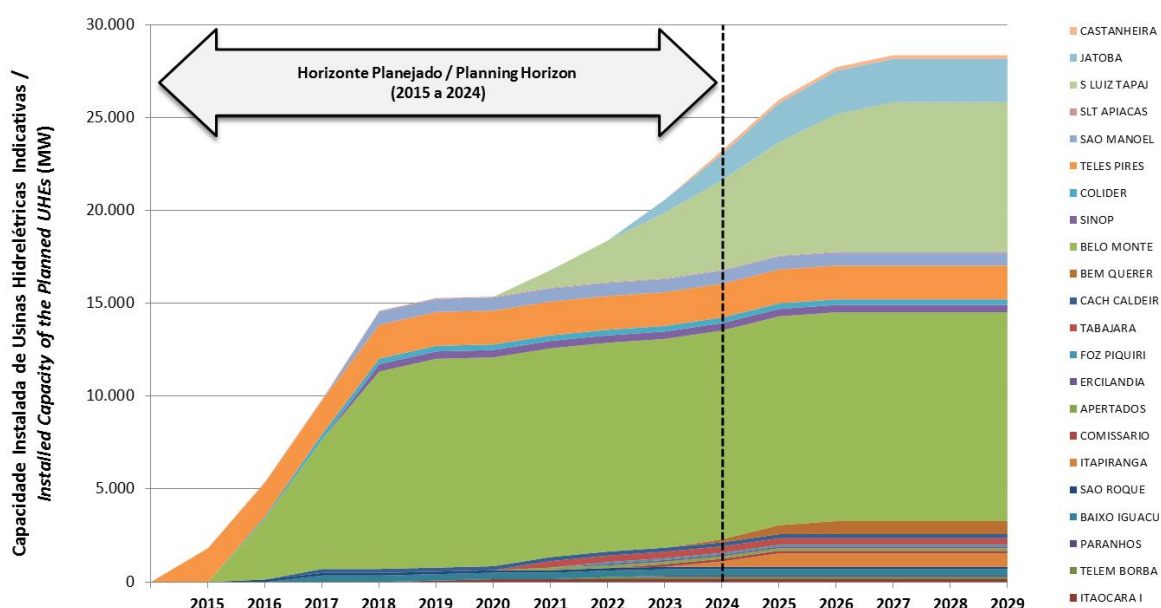
⁷ It is also important to mention that some projects with concession granted but with problems yet to be solved to continue their construction phase are not considered in the simulation. ANEEL continues to monitor these UHEs and, when their respective problems are solved, they will enter the simulation exercises in the future PDEs.

Tabela 9 – Expansão hidrelétrica
Table 9 – Hydropower plant expansion

Entrada em Operação / Starting Date	Projeto / Power Plant	Rio / River	Potência / Power (MW)	UF / State
Ano / Year ^(b)				
2015	UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	PA
2016	UHE Belo Monte	Xingu	11.233	PA
	UHE Colider	Teles Pires	300	MT
	UHE Salto Apiacás	Apiacás	45	MT
	UHE São Roque	Canoas	135	SC
2017	UHE Cachoeira Caldeirão	Araguari	219	AP
	UHE Baixo Iguaçu	Iguaçu	350	PR
2018	UHE São Manoel	Teles Pires	700	PA
	UHE Sinop	Teles Pires	400	MT
2019	UHE Itaocara I	Paraíba do Sul	150	RJ
2021	UHE São Luiz do Tapajós ^(c)	Tapajós	8.040	PA
	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
	UHE Apertados	Piquiri	139	PR
2022	UHE Foz Piquiri	Piquiri	93	PR
	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	118	PR
	UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
2023	UHE Paranhos	Chopim	67	PR
	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA
	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
2024	UHE Bem Querer	Branco	708	RR
	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
			28.349	

Nota / Note: Segundo acompanhamento do DMSE – reunião de abril de 2015. / According to DMSE.

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



Expansão Termelétrica Não-Renovável / *Thermal Power Capacity Expansion (excluding Biomass TPP)*

Excluindo as usinas a biomassa, espera-se que a capacidade termelétrica de 21 GW instalada no SIN ao fim de 2014 aumente para 33 GW até 2024. Foram consideradas usinas a gás natural, com CVU igual ao teto de R\$ 250/MWh.

A capacidade instalada nuclear aumentará com a implantação da usina de Angra 3. Com capacidade de 1.405 MW e contratação já autorizada, prevê-se sua entrada em operação em janeiro de 2019, aumentando o parque nuclear existente para 3.395 MW.

The thermal power capacity expansion is expected to evolve from the 21 GW in the initial configuration to 33 GW in 2024. For the simulation exercises, it was considered natural gas fueled power plants with maximum CVU (unitary variable cost) of R\$ 250/MWh.

The nuclear UTE expansion occurs via Angra 3. Its operation is expected to start in January, 2019 and will represent an expansion of 70% of the current nuclear power capacity to 3,395 MW.

Expansão da Capacidade Instalada de Outras Fontes Renováveis / *Other Renewables Capacity Expansion*

As usinas eólicas, termelétricas movidas a biomassa, em sua maioria de bagaço de cana-de-açúcar, PCHs e solar devem registrar uma expansão média anual de 10%, com destaque para as usinas eólicas que devem alcançar 24.000 MW ao fim de 2024. O PDE 2024 prevê que a energia solar alcance 7.000 MW ao fim do horizonte decenal, quando deverá atingir participação de 3,3% na capacidade instalada total.

Other renewable energy (e.g., wind, biomass, solar and small hydro power plants – PCHs in portuguese) share is expected to increase at an average growth rate of 10% a.a., especially because of the strong expansion of wind power capacity (expected to reach 24 GW by 2024). The solar power capacity is expected to reach 7 GW at the end of the horizon, with a share equivalent to 3.3% of the total installed power capacity.

Evolução da Capacidade Instalada por Fonte / *Power Capacity Evolution by Energy Source*

A evolução da participação das fontes de produção de energia na capacidade instalada do SIN (Figura 8 e Tabela 10) evidencia a priorização das fontes renováveis no horizonte de planejamento, cuja participação no parque de geração do SIN passará de 16%, no início de 2015, para 27% em dezembro de 2024.

Power capacity evolution by energy source in the National Grid (Figure 8 and Table 10) highlights the importance of renewables to capacity expansion in the ten-year horizon. The share of renewables in the generation capacity will increase from 16% in early 2015 to 27% in December, 2024.

Figura 8 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração
Figure 8 – Power capacity evolution by energy source

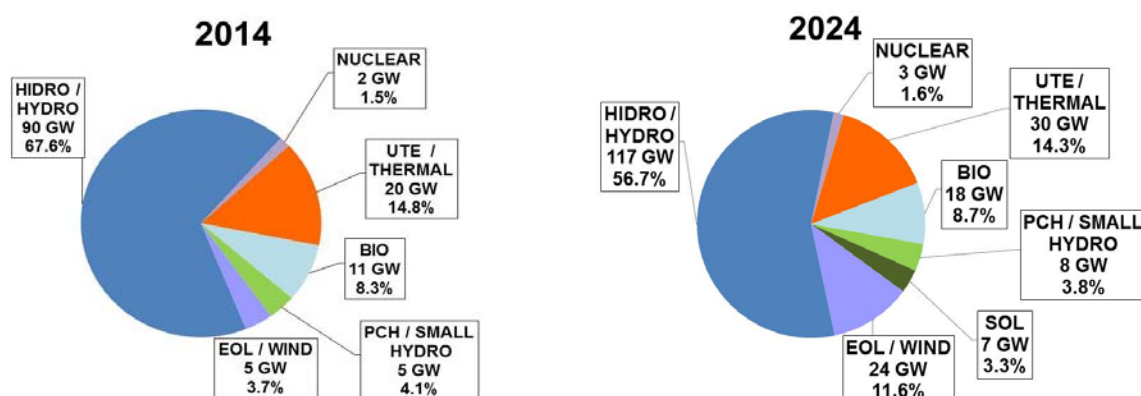


Tabela 10 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração
Table 10 – Installed capacity evolution by energy source

Fonte / Source	2014	2019	2024
RENOVÁVEIS / RENEWABLES	111.269	145.177	173.417
HIDRO / HYDRO	82.789	102.040	109.972
IMPORTAÇÃO / IMPORTS ^(a)	7.000	7.000	7.000
OUTRAS RENOVÁVEIS / OTHER RENEWABLES	21.480	36.137	56.445
NÃO RENOVÁVEIS / NON-RENEWABLES	21.609	26.714	33.030
URÂNIO / URANIUM	1.990	3.395	3.395
GÁS NATURAL / NATURAL GAS	11.043	14.903	21.219
OUTROS NÃO RENOVÁVEIS / OTHER NON-RENEWABLES	8.576	8.416	8.416
TOTAL	132.878	171.891	206.447

Notas / Notes: (a) Estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio. / It considers imports from UHE Itaipu not used by Paraguay.

(b) Outras renováveis: PCH, usinas a biomassa, eólicas e solar. / Other renewables include small hydro power plants, wind, biomass and solar power plants.

(c) Outras não renováveis: usinas termelétricas a diesel, carvão, óleo combustível e gás de processo. / Other non-renewables include diesel, coke, fuel oil and by-product gas from industrial process.

Custos Marginais de Operação (CMO) e Risco de Déficit / Operational Marginal Costs and Deficit Risks

Em função do porte e motorização de algumas usinas planejadas e do comportamento da projeção de carga de energia, os custos marginais médios anuais oscilam ao longo dos anos, podendo ficar abaixo do valor do CME de referência estabelecido para este ciclo do planejamento decenal (Figura 9). O risco de déficit encontra-se dentro da faixa de aceitação (Figura 10).

Due to the size and the long motorization period of planned hydropower plants, and the load evolution, CMOs are expected to fluctuate in the next ten years, and very likely to be lower the CME (Figure 9). However, the correspondent power shortage risks are less than the upper limit of 5%, which is sufficient to meet load demand with current demand side management instruments (Figure 10).

Figura 9 – Custo marginal de operação (CMO) por subsistema
Figure 9 – Operational marginal cost (CMO) by subsystem

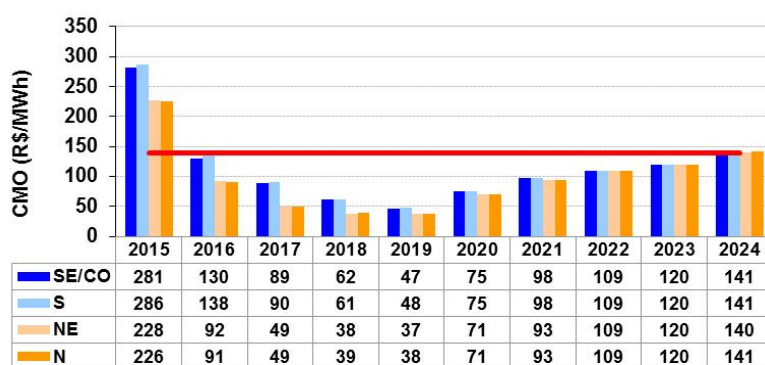
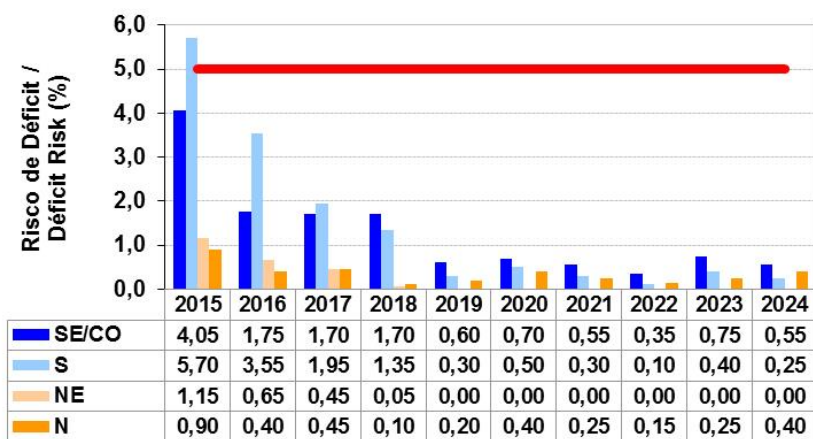


Figura 10 – Risco de déficit por subsistema
Figure 10 – Power shortage risk by subsystem



Estimativa de Investimentos / Estimated Investments

A expansão em geração no horizonte decenal requer investimentos de R\$ 268 bilhões. Cabe ressaltar que boa parte desses 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 de R\$ 165 bilhões, sendo 33% em hidrelétricas, 59% no conjunto de outras fontes renováveis (PCH, biomassa e eólica) e 14% em termelétricas.

The power capacity expansion in the 2015-2024 period requires a total investment of US\$ 101 billion. The investment related to power plants to be contracted amounts to US\$ 62 billion in new investments reflects the following expansion profile: 33% in UHEs, 59% in other renewable (small hydro, wind and biomass) and 14% in UTEs.

Atendimento à Demanda Máxima / Maximum Demand Requirements

Espera-se que o risco de déficit de potência apresente tendência de aumento após 2021 e seja maior que 5% após o segundo semestre de 2022. Os maiores riscos ocorrem especialmente nos meses de outubro a dezembro, quando os reservatórios tendem a estar mais vazios e a demanda máxima começa a aumentar e nas regiões Sudeste e Sul.

Observa-se que os déficits apresentados no início do horizonte são, majoritariamente, por restrição de intercâmbio e, em particular, nas linhas que simulam o recebimento da região Sudeste pelas regiões Norte/Nordeste. As restrições no recebimento do Sudeste até o primeiro semestre de 2021 colocam em risco o atendimento ao Sul e Sudeste. Com a entrada em operação das ampliações previstas para esta interligação, a partir do segundo semestre de 2021, esta restrição será resolvida.

A partir de 2019, os déficits são ocasionados, principalmente, por disponibilidade de oferta inferior à demanda de ponta. Portanto, há a necessidade de indicação de oferta adicional para o atendimento à demanda máxima, com prioridade para as regiões Sudeste e Sul, conforme a Tabela 11.

The simulation results show that the probability of deficits related to the periods of maximum demand is expected to rise after 2021 and be higher than the threshold of 5%, after the second half of 2022. The highest likelihoods occur in the fourth quarter, when reservoirs are usually low and maximum demand levels tend to increase in the Southeast and South regions.

In the first years, maximum demand deficits occur mainly because of interconnection constraints and especially in the transmission line from the North/Northeast to the Southeast. The constraints in the Southeast interconnections until 2021 jeopardize the Southeast and South consumption in the period. With the expansion in the transmission line from the North/Northeast to the Southeast, expected to be completed by the second half of 2021, the constraint is eliminated until, at least, 2024.

From 2019 on, maximum demand deficits are related to supply shortage. Thus there is an additional indication of power capacity to meet maximum demand in the Southeast and South subsystems (Table 11).

Tabela 11 – Indicação de potência
Table 11 – Indication of Additional Power Capacity to Meet Maximum Demand

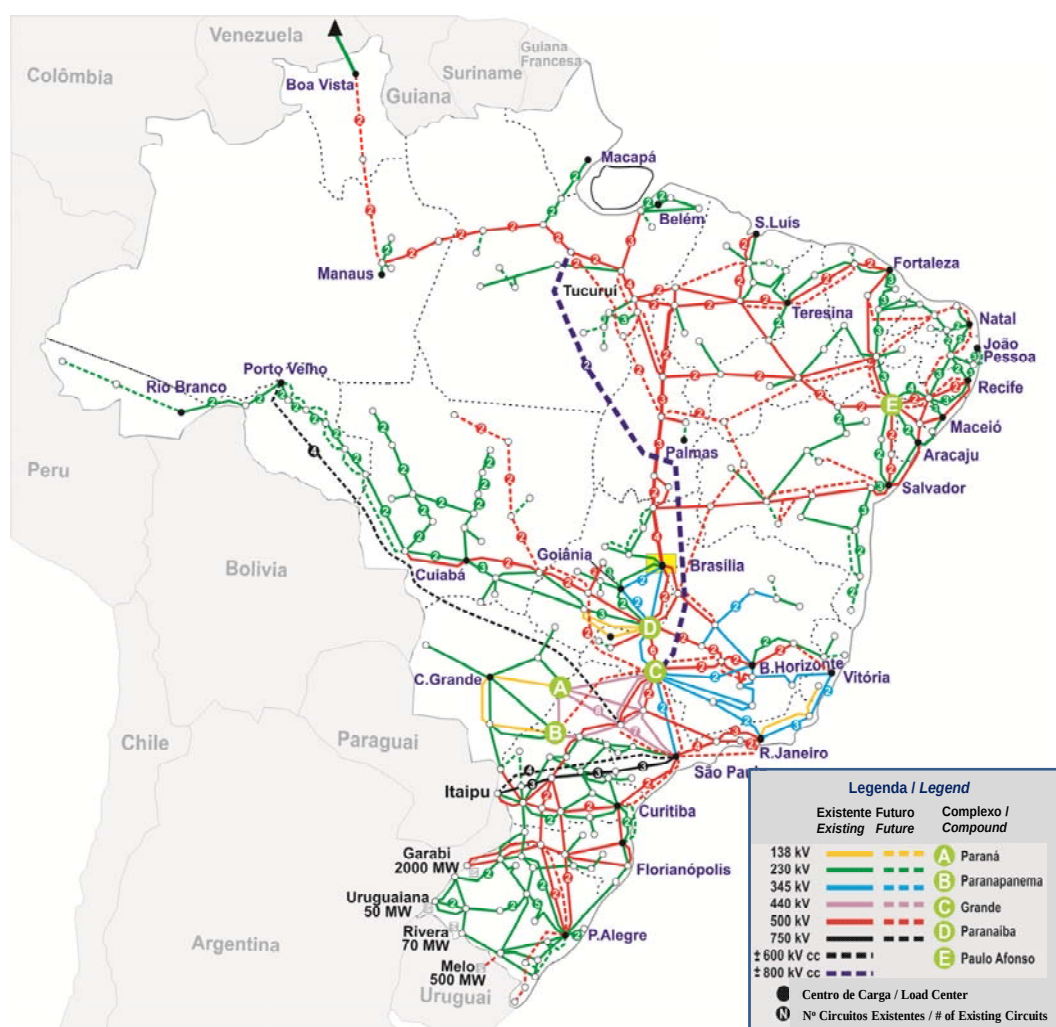
Indicação de Potência / Indication of Additional Power Capacity					
Ano / Year	2021	2022	2023	2024	Total 2021 - 2024
MW	500	1.000	2.000	2.500	6.000

TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / POWER TRANSMISSION

A Figura 11 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao ano de 2013, indicando também parte das instalações implantadas entre 2013 e 2015.

The transmission line system of the National Grid in 2013 is presented in Figure 11, which also includes the expansion of transmission lines occurred in 2014 and 2015.

Figura 11 – Sistema de Transmissão
Figure 11 – Power transmission system



Fonte / Source: ONS.

O SIN está dividido em quatro regiões geoeletricas interligadas, conforme ilustrado na Figura 12. 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 12. The regional interconnections allow the (electrical) optimization of the river basins, taking into account the differences in hydrological regimes.

Figura 12 – Interligações regionais
Figure 12 – Regional interconnections



De acordo com os estudos da EPE, as seguintes interconexões são recomendadas para o período de 2015-2024:

1. Na interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste, a solução recomendada contempla sua expansão por meio de dois bipolos em corrente contínua de ± 800 kV, com capacidade de 4.000 MW cada, sendo o primeiro indicado em 2018 e o segundo em 2019. Os pontos indicados para essa interligação na região Sudeste são a SE Estreito, na fronteira dos estados de Minas Gerais e São Paulo, e o Terminal RJ, no estado do Rio de Janeiro, próximo à Nova Iguaçu. O bipolo entre Xingu e Estreito foi licitado em 07 de fevereiro de 2013, tendo entrada em operação prevista para 2018.

The following expansions of the regional interconnections in the period 2015-2024 are recommended to occur, according to EPE studies:

1. *In the North and Southeast-Midwest interconnection, two bipoles of ± 800 kV in CC with transmission capacity of 4,000 MW each are expected to enter in 2018 and 2019. The interconnection points in the Southeast region are the substation (SE) Estreito (in the MG/SP borderline), and Terminal RJ, located in the city of Nova Iguaçu, RJ state. The contract of the bipole between Xingu and Estreito was awarded in 2013 and it is expected to start its operations by 2018.*

2. Na interligação Norte-Nordeste, já foi licitada a expansão dos troncos em 500 kV, São João do Piauí – Milagres e Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu, e o terceiro circuito P. Dutra – Teresina – Sobral III. Adicionalmente, está em andamento a construção de mais dois elos, em 500 kV, sendo um entre as subestações Miracema e Bom Jesus da Lapa II e o outro entre Miracema e São João do Piauí, com inclusão das subestações intermediárias Gilbués e Barreiras.
 3. Na expansão da Interligação Sudeste-Nordeste as análises realizadas apontaram a necessidade do aumento da exportação de energia elétrica em cerca de 6.000 MW da região Nordeste para a região Sudeste.
 4. Na interligação Sul-Sudeste/Centro-Oeste, a alternativa recomendada contempla duas linhas de transmissão em 500 kV: LT Itatiba – Bateias C1, 390 km, em 2017 e LT Assis – Londrina C2, 120 km, em 2018, perfazendo 510 km de extensão. A partir de 2020, os estudos energéticos apontam a necessidade de expansão da interligação entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste da ordem de 2.000 MW, em 2020, e mais 1.700 MW em 2023.
 5. Considerando a importância de Cruzeiro do Sul como polo turístico e econômico do Estado do Acre, a solução indicada é uma linha de 230 kV, com 660 km de extensão, interligando Cruzeiro do Sul e Feijó à subestação Rio Branco, com previsão de entrada em operação em janeiro de 2017.
2. *In the North-Northeast interconnection, contracts were awarded for the expansion of 500-kV trunks of São João do Piauí – Milagres, Bom Jesus da Lapa – Ibicoara – Sapeaçu, and a third circuit in Presidente Dutra – Teresina – Sobral III. Two additional 500-kV trunks are under construction: (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 Southeast-Northeast interconnection, it is suggested an expansion to meet the expected power exports of 6,000 MW from the Northeast to the Southeast region.*
 4. *In the South-Southeast/Midwest interconnection, two 500 kV transmission lines (TL) are suggested: TL Itatiba – Bateias C1, with 390 km, in 2017 and TL Assis – Londrina C2, with 120 km, in 2018. From 2020 on, it is suggested an expansion of this interconnection of 2,000 MW by 2020 and an additional 1,700 MW in 2023.*
 5. *Because Cruzeiro do Sul is an important touristic and economic zone in the state of Acre, it is suggested a 660-km transmission line of 230 kV, linking the cities of Cruzeiro do Sul and Feijó to the SE Rio Branco, which is expected to start operation in January, 2017.*

Evolução Física do SIN / National Grid Expansion

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

The transmission capacity expansion in the National Grid refers to the estimated expansion of transmission lines (Table 12) and the transformation capacity (Table 13).

Tabela 12 – Expansão das linhas de transmissão
Table 12 – Expansion of transmission lines

Tensão / Tension	± 800 kV	750 kV	± 600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente / Existing 2014		2.683	12.816	40.656	6.728	10.303	52.647	125.833
Evolução / Evolution 2015-2024	20.110			42.783	353	1.666	20.870	85.782
Evolução em/ Evolution in 2015-2019	4.280			25.755	196	885	9.352	40.468
Evolução em/ Evolution in 2020-2024	15.830			17.028	157	781	11.518	45.315
Estimativa / Estimated 2024	20.110	2.683	12.816	83.439	7.081	11.969	73.517	211.615

Tabela 13 – Expansão do sistema de transformação
Table 13 – Expansion of transformation capacity

Tensão / Tension	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente / Existing 2014	23.247	129.095	23.916	49.795	79.565	305.618
Evolução / Evolution 2015-2024	3.650	105.425	11.031	21.147	46.906	188.158
Evolução em/ Evolution in 2015-2019	3.650	58.339	5.081	14.747	24.933	106.750
Evolução em/ Evolution in 2020-2024		47.086	5.950	6.400	21.973	81.409
Estimativa / Estimated 2024	26.897	234.520	34.947	70.942	126.471	493.776

Estimativa de Investimentos / *Estimated Investments*

O investimento total, considerando também as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal, atinge R\$ 108 bilhões, sendo R\$ 78 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 30 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\$ 70 bilhões, sendo cerca de R\$ 50 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 20 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira.

Total investment of the estimated transmission capacity expansion in the period 2015-2024 (including those already contracted in the transmission auctions) amounts to more than US\$ 40 billion, of which near US\$ 29 billion refers to transmission lines and near US\$ 11 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 US\$ 26 billion, of which US\$ 19 billion in transmission lines and US\$ 7 billion in substations.

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

A projeção do valor médio da TUST de geração em 2024, considerando as usinas das quatro regiões geoeletricas, resultou da ordem de R\$ 6,0/kW.mês. Por região, os resultados foram: R\$ 6,7/kW.mês (Sudeste/Centro-Oeste), R\$ 6,3/kW.mês (Sul), R\$ 5,3/kW.mês (Nordeste) e R\$ 5,6/kW.mês (Norte).

Quanto à TUST de carga, o valor médio geral foi de R\$ 7,2/kW.mês. Por região, os resultados foram: R\$ 8,3/kW.mês (Norte), R\$ 7,3/kW.mês (Nordeste), R\$ 6,7/kW.mês (Sul) e R\$ 6,5/kW.mês (Sudeste/Centro-Oeste)

The associated TUST (the transmission tariff) of the power system for the expected transmission capacity expansion is expected to reach an average of US\$ 2.3/kW.month. By regions, TUSTs are respectively: US\$ 2.4/kW.month in the South subsystem, US\$ 2/kW.month in the Northeast subsystem, US\$ 2.1/kW.month in the North system, and US\$ 2.5/kW.month in the Southeast-Midwest subsystem.

The associated TUST of the load system is expected to reach US\$ 2.7/kW.month. By region TUST is respectively: US\$ 2.4/kW.month in the South subsystem, US\$ 2.8/kW.month in the Northeast subsystem, US\$ 3.1/kW.month in the North system, and US\$ 2.5/kW.month in the Southeast-Midwest subsystem.

III – PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS / *OIL, GAS & BIOFUELS*

Perspectivas de Preço do Brent / *Price Evolution for Brent Crude Oil*

No primeiro quinquênio, espera-se menor expansão da oferta de petróleo combinada ao crescimento suave da demanda, resultando numa retomada moderada dos preços do Brent.

Pelo lado da oferta, os preços baixos atuais devem reduzir o espaço dos produtores marginais, reequilibrando o mercado em um novo patamar de preço no médio prazo. A produção da OPEP deve seguir em expansão, aumentando sua participação no comércio mundial de petróleo e a Arábia Saudita deve continuar sua política de não agir mais como *swing producer*, priorizando a manutenção de sua participação no mercado.

Com relação à demanda, o menor crescimento da China e o aumento da preocupação da opinião pública mundial com as consequências do efeito estufa e com a melhoria da eficiência no uso da energia devem contribuir para reduzir o ritmo da retomada da demanda por petróleo.

No segundo quinquênio, a combinação de vários fatores deverá frear o crescimento dos preços do petróleo. Entre estes fatores, destacam-se a retomada de alguns projetos de E&P, em particular no Iraque, nas areias betuminosas do Canadá, no pré-sal brasileiro e no *tight oil* norte-americano, a manutenção de um crescimento econômico mundial moderado e a maturação de políticas de substituição de derivados e de eficiência energética.

Assim, para o primeiro quinquênio, projeta-se um preço médio de US\$ 77 por barril, crescendo para uma média de US\$ 88 por barril no segundo (a valores constantes de maio de 2014).

In the next five years, it is expected a lower oil supply expansion while oil demand increase moderately. This combination is expected to result in Brent oil price increase.

On the supply side, the recent low oil prices will reduce production of marginal producers, and as a result oil price will increase from current levels OPEC's production continues to rise, increasing its market share, in particular, Saudi Arabia no longer plays the role of swing producer.

On the demand side, China lower economic growth and the increase concerns of world public opinion about the GHG emissions and the energy efficiency measures shall have a downside effect on demand resumption.

In the second half of the forecast period, the combination of the following effects should lead to a new oil supply and demand balance, softening oil prices from that year on: resumption and maturation of upstream projects (Iraqi, Canada tar sands, Brazilian Pre-Salt, U.S. tight oil); moderate global economic growth; and maturation of oil product substitution and energy efficiency policies

Thus, in this scenario, Brent price is expected to increase from an average of 77/b in the period 2015-2019 to an average of 88/b in the period of 2020-2024 (in constant prices of May, 2014).

Produção Potencial de Petróleo / *Oil Potential Production*

As estimativas de produção potencial de recursos de petróleo e gás natural indicam que a produção diária de petróleo no Brasil poderá duplicar até 2024, alcançando cinco milhões de barris por dia. Desse total, 3,4 milhões de barris correspondem à participação do Pré-Sal na produção nacional (Tabela 15).

A produção sustentada somente pelas reservas totais (RT) atuais deverá atingir os maiores volumes em 2021, declinando em seguida.

Recursos já descobertos (RT e RC) têm papel central na produção de petróleo ao longo de todo o período deste PDE. Por exemplo, estima-se que praticamente toda a produção no Pré-Sal será proveniente dos recursos descobertos, incluindo-se as grandes descobertas de Libra e da Cessão Onerosa, especialmente o campo de Búzios.

The perspectives for oil potential production up to 2024 are promising: it is expected that it doubles from the current level to almost 5 million barrels per day (bpd), of which 2/3 (3.4 million bpd) corresponds to the Pre-Salt share in the domestic production (Table 15).

This oil production evolution related to the production of total reserves will reach its maximum around 2021.

Total reserves and contingent reserves represent the bulk of the oil production estimate in the period 2015 – 2024. For example, it is expected that almost all production in the Pre-Salt Area will be related to the big discoveries of Libra and that related to the onerous transfer of rights⁸, in particular, the Búzios oil field.

⁸ For more information on the regulatory framework in Brazil please refer to <http://www.petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/regulatory-framework/>.

Tabela 14 – Produção de petróleo por nível de incerteza dos recursos
Table 14 – Oil production by resource assessment

RECURSO / RESOURCE:	milhões de barris diários / values in million of bbl per day									
PETRÓLEO / OIL	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
União / Union	-	-	-	-	0,009	0,026	0,045	0,069	0,084	0,150
RND-E	-	-	-	-	0,008	0,045	0,059	0,055	0,089	0,122
RC	-	-	0,004	0,014	0,053	0,133	0,294	0,546	0,832	1,053
RT	2,504	2,723	2,732	3,280	3,388	3,828	3,911	3,842	3,844	3,784
TOTAL	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109

Nota / Note: RND-E – recursos não-descobertos / Undiscovered resources (Empresas / Oil Companies), RC (Reservas Contingentes / Contingent Reserves), RT (Reservas Totais / Total Reserves).

Tabela 15 – Produção de petróleo no Pré-Sal
Table 15 – Oil production in the Pre-Salt area

RECURSO / RESOURCE:	milhões de barris diários / million of bbl per day									
PETRÓLEO / OIL	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL	0,699	0,883	0,950	1,582	1,829	2,336	2,633	2,830	3,154	3,440

Produção Potencial de Gás Natural / Natural Gas Potential Production

A produção bruta potencial de gás natural poderá mais que duplicar até 2024 alcançando valores da ordem dos 172 milhões de metros cúbicos por dia. Houve significativa redução de expectativas de produção ao longo de todo o período por causa de revisões de reservas de gás, de devolução de vários blocos exploratórios nas bacias de Campos e Santos, da parte das empresas concessionárias e, além disso não há mais expectativa de produção de gás convencional da Bacia do São Francisco.

No caso da produção líquida, além do efeito da redução da produção bruta, confirmaram-se níveis superiores de injeção de gás natural em jazidas do Pré-Sal Geológico.

It is expected that the natural gas production potential more than double in 2024, reaching the production level of 172 million cubic meter per day. Compared to the previous PDE, a significant reduction in production expectation has occurred due to reviews of gas reserve assessment, the return of several exploratory blocks in Campos and Santos Basin, and the fact that there is no more expectation of gas production in the São Francisco basin.

The net production potential (excluding self consumption, reinjection and burn) was affected by the reduction in the gross production potential and the fact that actual reinjection levels in the Pre-Salt Area has been higher than previously expected.

Tabela 16 – Produção bruta potencial de gás natural por tipo de recursos
Table 16 – Potential natural gas production by resource assessment

RECURSO / RESOURCE:	milhões de metros cúbicos diários / values in million of m ³ per day									
GÁS / GAS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
União / Union	-	-	-	-	0,072	0,416	0,827	2,093	3,408	6,793
RND-E	-	-	-	0,009	0,182	2,427	3,149	3,539	15,820	21,348
RC	-	0,013	0,116	0,420	3,025	7,327	12,767	21,152	30,376	37,575
RT	84,875	89,523	91,021	102,178	104,033	113,936	115,045	111,793	110,310	105,950
TOTAL	84,875	89,536	91,137	102,607	107,313	124,106	131,788	138,577	159,914	171,666

Nota / Note: RND-E – recursos não-descobertos / Undiscovered resources (Empresas / Oil Companies), RC (Reservas Contingentes / Contingent Reserves), RT (Reservas Totais / Total Reserves)

Tabela 17 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal
Table 17 – Potential natural gas gross production in the Pre-Salt

RECURSO / RESOURCE:	milhões de metros cúbicos diários / values in million of m ³ per day									
GÁS / GAS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL	19,081	23,546	26,051	43,030	50,544	64,783	73,106	80,448	93,179	103,888

Tabela 18 – Produção líquida potencial de gás natural
Table 18 – Potential natural gas net production

RECURSO / RESOURCE:	milhões de metros cúbicos diários / values in million of m ³ per day									
GÁS / GAS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL (LÍQUIDA / NET)	53,327	59,042	58,369	61,392	59,975	73,023	76,359	79,703	93,440	99,153

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

O aumento esperado na produção de petróleo e gás natural dependerá da realização de vultosos investimentos nas atividades de E&P, em torno de R\$ 770 bilhões. Para o período 2015-2024, prevê-se a necessidade de 51 novas FPSO.

Espera-se que, mesmo com a crescente produção prevista, tanto de petróleo quanto de gás natural, a razão entre reserva provada e produção (R/P) no Brasil mantenha-se em níveis acima de 20 anos, até o final do decênio. Esses valores de R/P são compatíveis aos observados em importantes regiões produtoras do mundo.

The expected increase in O&G production will depend on investments that amount almost US\$ 330 billion. 51 new FPSO will be necessary to the O&G activities in the period 2015-2024.

Despite the increased O&G production in the ten-year horizon, the resulting R/P ratio is expected to maintain its level of more than 20 years. These figures are compatible with the ones observed in countries with significant O&G production

Excedentes Esperados/ *Expected Oil Surplus*

Importante implicação econômica refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países, tornando o Brasil um participante de peso na geopolítica do comércio de petróleo. Estima-se que o excedente de petróleo possa atingir 2 milhões de barris por dia em 2024 (Tabela 19).

One important implication of the oil production studies is that Brazil is expected to be an important player in the oil international markets. It is expected an oil surplus of 2 million bpd by 2024 (Table 19).

Tabela 19 – Excedente de Petróleo
Table 19 – Oil Surplus

PETRÓLEO / Crude Oil	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	milhões de barris diários / million bpd									
Produção Potencial / <i>Potential Production</i>	2,504	2,723	2,736	3,294	3,458	4,032	4,309	4,513	4,849	5,109
Demanda Estimada / <i>Estimated Consumption</i>	2,343	2,380	2,420	2,475	2,531	2,597	2,675	2,760	2,857	2,956
Excedente / <i>Oil Surplus</i>	0,161	0,342	0,316	0,818	0,928	1,435	1,634	1,752	1,992	2,153

DERIVADOS DE PETRÓLEO / OIL PRODUCTS

Expansão do Parque de Refino / Refining Capacity Expansion

No próximo decênio, espera-se a entrada do 2º trem da Refinaria General Abreu e Lima (RNEST) e do 1º trem do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). Em função da reavaliação estratégica dos projetos existentes e da atual restrição dos recursos financeiros da Petrobras, as refinarias Premium I e II foram canceladas.

Essas novas refinarias, dotadas de esquemas de refino de alta conversão, são voltados principalmente para a produção de destilados médios. Embora essa entrada resulte em um acréscimo de aproximadamente 51 mil m³/d (320 mil b/d) na produção de derivados, isso não será suficiente para suprir a demanda nacional. Por outro lado, será possível exportar crus do tipo mediano, de maior valor, previstos de serem encontrados na região do Pré-sal e que constituirão a maior parcela do petróleo nacional.

It is expected that the second module of Refinaria do Nordeste (RNEST) starts operating in 2019 and Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), phase I in 2022. The Premium I and II refineries were cancelled, due to the financial conditions of Petrobras.

The new Brazilian refineries were mainly devoted to production of medium distillates, and they result in an increase of 320 thousand bpd in production capacity. Nonetheless, this amount is not sufficient to meet expected domestic oil product demand increase in the period.

It is expected that most of Brazil's exports are the medium crude oil quality, due to the production in the pre-salt area, the main oil production area in the period.

Evolução do Balanço de Derivados / Oil Products Evolution

Espera-se que o Brasil mantenha-se como importador líquido dos principais derivados (leves e médios) durante todo o horizonte, com exceção do óleo combustível em todo o horizonte e do GLP, a partir de 2020. Em particular, há um déficit considerável no balanço total de derivados em 2017 e 2018, devido ao atraso na operação a plena carga do 1º trem da RNEST e à postergação da data de partida de seu 2º trem para 2019.

A entrada das novas refinarias, RNEST e COMPERJ, com foco na produção de destilados médios, causa um impacto substancial no parque de refino, resultando em um acréscimo de 320 mil b/d na produção de derivados. No entanto, esse incremento de volume não é suficiente para suprir a demanda nacional.

Com o cancelamento dos projetos das refinarias Premium, o País permanece importador de óleo diesel ao longo do período decenal. Com a entrada das novas refinarias, o Brasil mantém sua dependência externa de óleo diesel em torno de 17%.

No caso da gasolina, embora haja recuperação da produção de etanol ao longo do período e a demanda de gasolina permaneça praticamente estável até 2020, o mercado também permanece importador até 2024, já que não há aumento significativo da produção desse derivado. No final do período, as importações chegam a 88 mil b/d, o que corresponde aproximadamente a 14% da demanda interna. Esse patamar é facilmente atendido pelo mercado internacional, já que o cenário de oferta mundial de gasolina tende a ser favorável (a Europa é estruturalmente exportadora e há expectativas de estabilização, ou mesmo redução, da demanda de gasolina nos EUA).

It is expected that Brazil keeps its condition of net importer of the main oil product throughout the period (the only exceptions are fuel oil and, from 2020 on, also LPG). In particular, a significant deficit is expected in the period 2017-2018 due to the delay of operations of RNEST's first module and the postponement of its second module to 2019.

The new refineries (RNEST and COMPERJ) are mainly devoted to production of medium distillates (QAV and diesel oil), products with higher unit price. It is expected a production increase of 320 thousand bpd in the ten-year horizon. Nonetheless, this is not sufficient to meet the domestic consumption increase.

Due to the postponement of Premium refineries, Brazil will keep its condition of diesel oil importer in the ten-year period. However, RNEST and COMPERJ maintain the country external dependence in the 17% level by 2024.

Although ethanol production is expected to resume growth and gasoline consumption remains stable until 2020, gasoline market continues to be net importer until 2024, considering that there is no significant expansion in gasoline production. By the end of 2024, gasoline imports will reach 88 thousand bpd, equivalent to 14% of domestic demand. This dependence level does not represent a threat considering the favorable perspective of gasoline international markets in the period (Europe is structurally exporter and demand in US is expected to stabilize or even decline).

Tabela 20 – Balanço dos Principais Derivados
Table 20 – Balance of the Main Oil Products

Combustível / Fuel		2015	2019	2024
		(milhões / million m³ / d)		
GLP / LPG	Produção / Production	32,6	38,6	50,9
	Refinarias / Refineries ⁽¹⁾	24,9	26,1	28,5
	UPGN / Gas Processing Units ⁽²⁾	7,7	12,4	22,4
	Demanda / Demand	38,3	41,1	45,0
	Saldo líquido / Net Production	(5,7)	(2,5)	5,9
Nafta / Naphtha	Produção / Production	16,4	16,9	21,0
	Demanda / Demand	27,1	29,7	32,9
	Saldo líquido / Net Production	(10,7)	(12,8)	(11,9)
Gasolina / Gasoline	Produção / Production	81,8	79,8	86,9
	Demanda / Demand	88,0	88,1	100,7
	Saldo líquido / Net Production ⁽³⁾	(6,2)	(8,3)	(13,8)
QAV / Jet Fuel	Produção / Production	16,7	18,0	25,6
	Demanda / Demand	20,2	22,9	28,7
	Saldo líquido / Net Production	(3,5)	(4,9)	(3,1)
Diesel / Diesel Fuel	Produção / Production	137,3	156,4	175,4
	Demanda / Demand	163,3	180,6	211,9
	Saldo líquido / Net Production	(26,0)	(24,2)	(36,5)
Óleo Combustível / Fuel Oil	Produção / Production	39,9	43,1	42,0
	Demanda / Demand	20,7	23,0	27,9
	Saldo líquido / Net Production	19,2	20,1	14,1
Coque / Coke	Produção / Production	13,4	17,7	18,9
	Demanda / Demand	16,7	17,7	21,8
	Saldo líquido / Net Production	(3,3)	0,0	(2,9)
Total	Produção / Production	338,1	370,3	420,8
	Demanda / Demand	374,4	403,0	468,9
	Saldo líquido / Net Production	(36,3)	(32,7)	(48,1)
	Importação / Imports	55,5	52,9	68,0
	Exportação / Exports	19,2	20,2	19,9

Notas / Notes:

(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 natural gas nor non-energetic LPG.

(2) Inclui 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, entre outros, da intensidade do despacho das usinas termelétricas a gás natural, do crescimento do mercado não térmico deste combustível e da necessidade de injeção de gás nas unidades produtoras de petróleo. / It also includes LPG production from NGL Fractionning Plants and from the Gas Processing Units inside the refineries. These figures depend on the gas thermal power plants dispatch, injection in oil platforms, etc. and, thus, may vary substantially.

(3) Inclui a produção nas refinarias e centrais petroquímicas

(4) Ocorrem importações de óleo diesel S500 em todo o período, além de importações de óleo diesel S10 de 2015 a 2017 / S-500 diesel oil imports are expected throughout of the period, while S-10 diesel oil up to 2017.

Infraestrutura de Transporte / *Transportation Infrastructure*

Em relação às movimentações de petróleo, a infraestrutura existente ou programada atende às necessidades das refinarias atuais, no horizonte considerado. Já as movimentações previstas de derivados até 2024 indicam que cinco polidutos de transporte deverão atingir a saturação no horizonte estudado: OPASC (Oleoduto Araucária-Biguaçu), ORSUB (Oleoduto Recôncavo-Sul da Bahia), OSPLAN 24 (Oleoduto São Sebastião–Paulínia) e OSBRA (Oleoduto São Paulo-Brasília).

A necessidade de volumes consideráveis de importação de derivados (importações de até 14% da demanda no caso da gasolina A e de 17% no caso do óleo diesel A) exigirá, além de investimentos, maior eficiência operacional nos processos logísticos.

Atenção especial deve ser dada à operação em portos públicos, tais como Santos, Suape e Itaquí, onde as movimentações relativas à importação, ao transbordo e à cabotagem poderão se tornar mais críticas, pois, nestes terminais, poderá haver gargalos nas movimentações de combustíveis *vis-à-vis* a movimentação dos outros produtos não combustíveis.

In the case of oil crude pipelines, the transportation infrastructure of the existing refineries is sufficient to their expected operation up to 2024. For liquid oil products, it is expected that five liquid oil product pipelines will reach full capacity in the period: OPASC (Araucária-Biguaçu), ORSUB (Recôncavo-Southern Bahia), OSPLAN 24 (São Sebastião-Paulínia), and OSBRA (São Paulo-Brasília).

Significant liquid oil imports throughout the period (14% in the case of gasoline A and 17% in the diesel oil A) will require, besides corresponding investments in expansion, more operational efficiency in the logistic processes.

Special attention should be devoted to the operation of public ports (e.g., Santos, Suape and Itaquí) where limited spare capacity could lead to a situation where oil product movements could be crowded out by imports of common goods.

GÁS NATURAL / NATURAL GAS

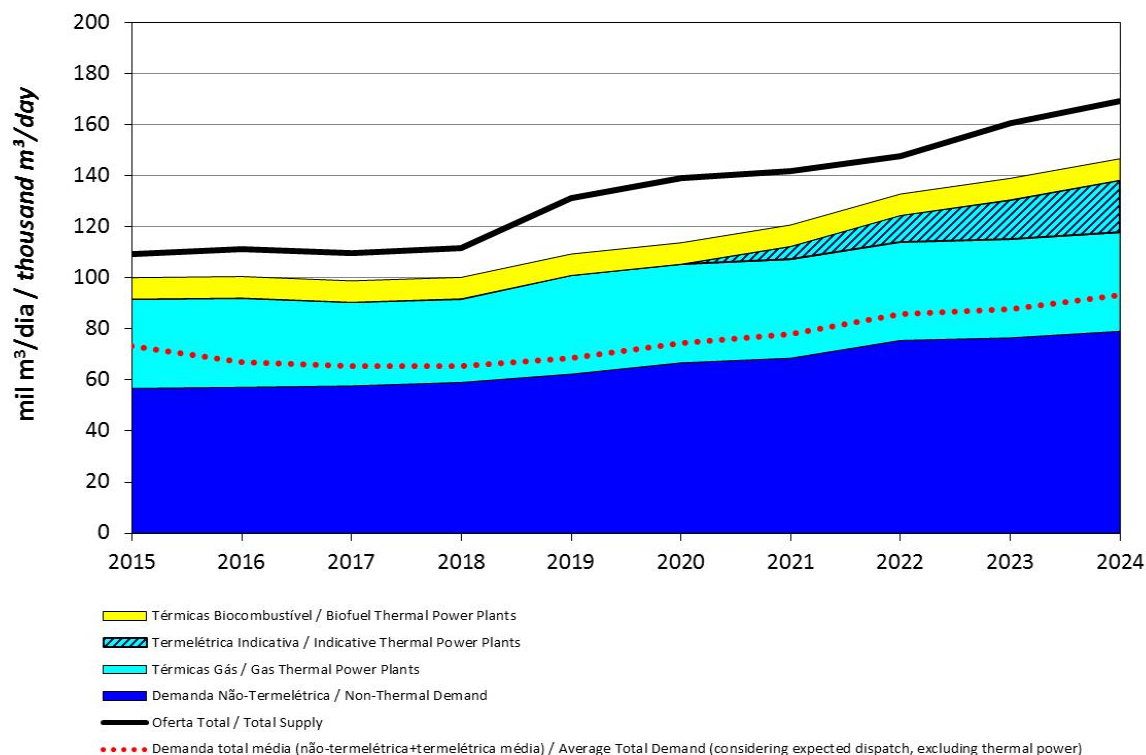
A projeção da oferta de gás natural na malha integrada no horizonte é capaz de atender toda a demanda de gás natural projetada, em cuja expansão foram consideradas: (i) a renovação do contrato de suprimento de gás natural da Bolívia em 2019, (ii) a ampliação da demanda termelétrica e a entrada do COMPERJ e de duas novas unidades de fertilizantes, (iii) a postergação da entrada de operação da UFN III (MS) para 2019, da UFN V (MG) para 2020 e do primeiro trem do COMPERJ para 2022; (iv) a retirada do 2º trem do COMPERJ do horizonte decenal e (v) a demanda de gás natural das termelétricas indicativas consideradas, com consumo estimado em 20,6 milhões de m³/dia em 2024 (correspondendo a uma potência de 4,8 GW).

O saldo total ao final do decênio alcançará 22,7 milhões de m³/dia (Figura 13).

In the integrated pipeline network (what excludes the North region), supply is expected to meet demand forecast. In our forecasts, the following issues were considered: (i) the renewal of the natural-gas supply contract with Bolivia by 2019, (ii) the increase of the thermal power plants consumption, the beginning of operations of COMPERJ and two new fertilizer units, (iii) postponement of UFN III (MS) to 2019, UFN V (MG) to 2020; and the first module of COMPERJ to 2022; (iv) the second module of COMPERJ is not considered up to 2024; (v) indicated thermal power plants' consumption is expected to reach 20.6 million of m³/day. Their total installed capacity amounts to 4.8 GW.

The total gas surplus in the integrated network is expected to reach 22.7 million of m³/day (Figure 13).

Figura 13 – Balanço de gás natural na malha integrada
Figure 13 – Balance of natural gas in the integrated pipeline network



Prevê-se que a oferta potencial na malha integrada cresça a uma taxa média de 5,0% a.a. no período, totalizando 169 milhões de m³/dia no ano de 2024. A participação do gás importado no total da oferta cairá de 65% em 2015 para 53% em 2024 por causa do aumento da oferta de recursos descobertos e não descobertos.

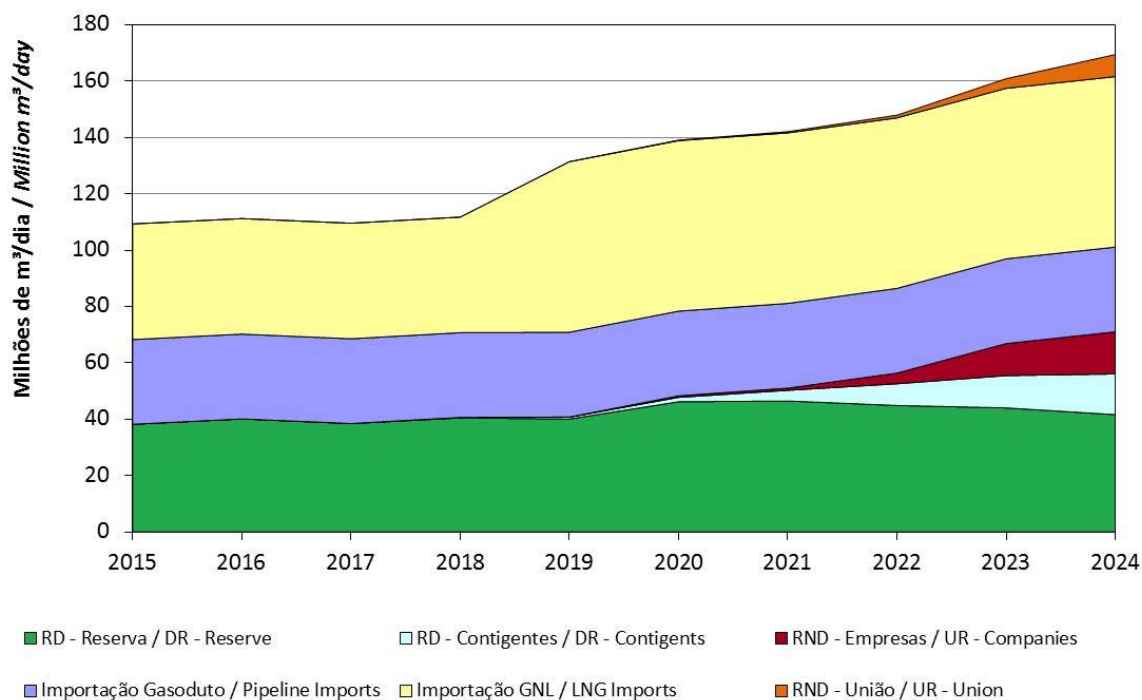
Com capacidade de 19,5 milhões de m³/dia, considerou-se o terminal de regaseificação em Rio Grande/RS a partir de 2019. Com isso, haveria a possibilidade de oferta do excedente de gás natural para a malha integrada de até 13,6 milhões de m³/dia, além do volume de gás natural oriundo do terminal de regaseificação, já existente, da Baía de Guanabara/RJ.

Também estão previstos o gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ, a partir das UPGNs do COMPERJ e as ampliações nos Polos existentes em Caraguatatuba (SP) e Cabiúnas (RJ).

It is expected that gas potential supply in the integrated pipeline network increases at CAGR of 5%, reaching 169 million m³/day by 2024. The share of imports (LNG and GASBOL) in total supply will decrease from 65% in 2015 to 53% in 2024 due to the increase of new gas (discovered and not yet discovered) resources.

It is expected that the new regasification terminal in Rio Grande/RS, with capacity of 19.5 million of m³/day, will start operating by 2019. As a result, it is likely that a surplus up to 13.6 million of m³/day is available, besides the natural gas from the regasification plant (currently operating) in Baía de Guanabara/RJ. Additionally the following expansions expected: Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ (from COMPERJ) and expansions of Caraguatatuba/SP e Cabiúnas/RJ plants.

Figura 14 – Oferta total na malha integrada
Figure 14 – Total supply of natural gas in the integrated pipeline network

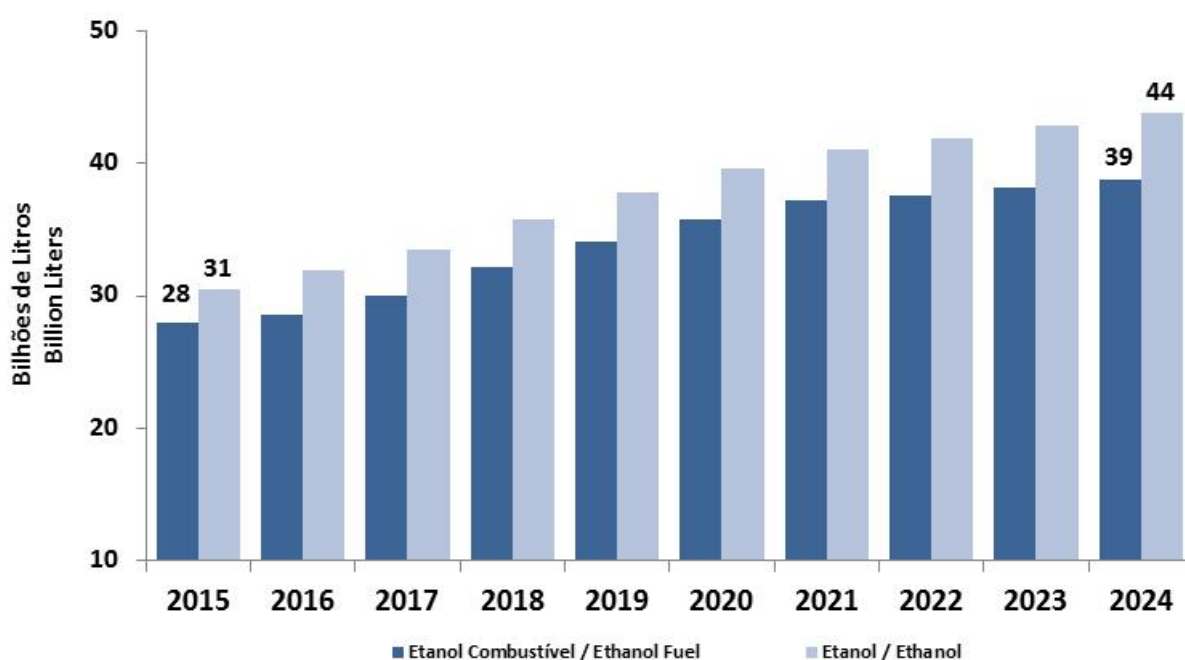


OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS / *BIOFUELS AND BIOMASS*

Projeta-se que a demanda total de etanol, de 31 bilhões de litros em 2015 atinja 44 bilhões de litros em 2024, enquanto a demanda de etanol carburante (anidro e hidratado) deverá evoluir de 28 bilhões de litros em 2015 para 39 bilhões em 2024.

Total demand of ethanol (Figure 15) is expected to increase from 31 billion liters in 2015 to 44 billion in 2024, while the fuel ethanol demand (anhydrous and hydrated) is expected to increase from 28 billion liters in 2015 to 44 billion in 2024.

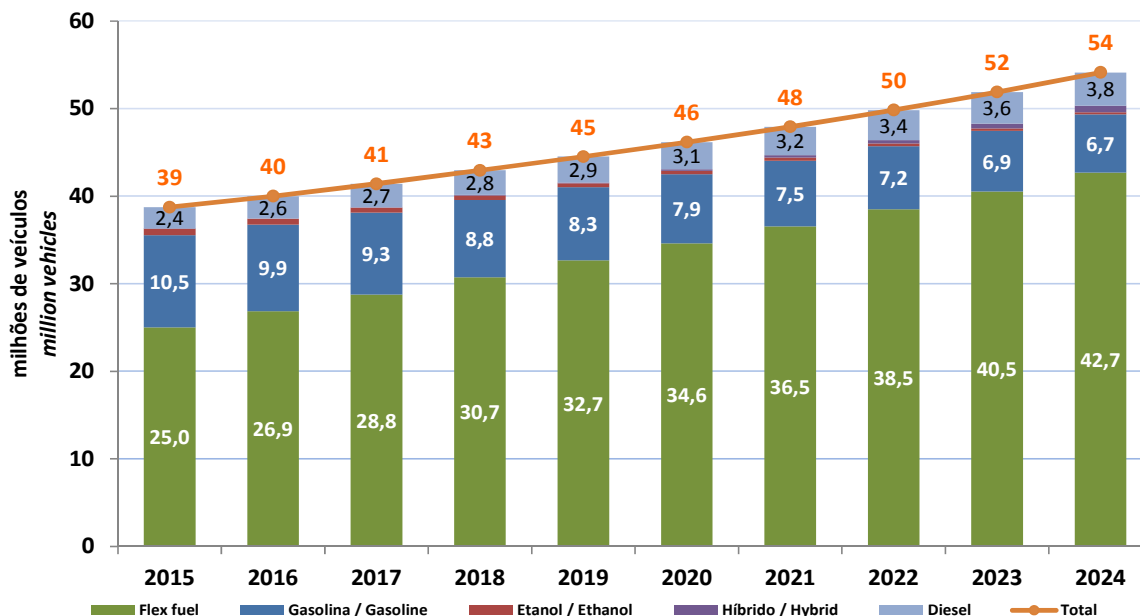
Figura 15 – Demanda por Etanol
Figure 15 – Ethanol demand



O mercado brasileiro de etanol deverá continuar em expansão, devido, entre outros fatores, ao aumento da frota de veículos *flex-fuel*, que passará de 25 milhões de veículos em 2015 para 43 milhões em 2024, conforme a Figura 16.

Ethanol fuel domestic market will continue to increase, due to, among other factors, the expansion of the flex-fuel light vehicle fleet, which is expected to increase from 25 million in 2015 to 43 million in 2024 (see Figure 16).

Figura 16 – Perfil da frota de veículos leves por combustível
Figure 16 – Light vehicle fleet by fuel type



Finalmente, cerca de 1% da produção total em 2024 virá de etanol celulósico, para o qual o projeto que se julga mais econômico é aquele que integra a produção convencional à de segunda geração.

Finally, near 1% of total ethanol production by 2024 is expected to come from 2nd generation ethanol. It is considered that the most economical route is the integrated ethanol production (2nd generation ethanol production integrated to the tradition production).

Exportações de Etanol / Ethanol Exports

Espera-se que as exportações brasileiras de etanol sejam limitadas, pois as metas de uso de biocombustíveis estão sendo adiadas, devido à crise econômica e ao maior protecionismo dos mercados. Com isso, mesmo o volume exportado em 2024 (3,5 bilhões de litros) continuará inferior ao recorde histórico de 2008 (5,1 bilhões de litros). No período, o país se limitará praticamente a atender os contratos já existentes de exportação.

It is expected that Brazil will keep its international leadership in ethanol exports in the next years. However, exports are not expected to rise significantly, given the worsening of the global economic crisis and the protectionist trend of some foreign markets. Brazilian ethanol exports are expected to increase 3.5 billion liters in 2024 (well below than the highest level of 5.1 billion liters in 2008). In the period, Brazil is expected to meet only existing international supply contracts.

Expansão da Produção de Cana / Expansion of the Sugarcane Production

Prevê-se aumento da área colhida de 9 Mha em 2015 para 10 Mha em 2024 e da produtividade de 72 tc/ha para 85 tc/ha ao fim do período.

No horizonte decenal, espera-se uma recuperação dos indicadores de produção da cana, devido ao retorno dos investimentos em renovação e tratos culturais e à evolução do plantio mecanizado. Isto deverá proporcionar uma redução dos custos de produção, que contribuirá para um aumento da competitividade do etanol frente à gasolina, o que, associado à necessidade de aumento da capacidade de moagem, deverá levar a investimentos em unidades greenfields e à expansão da capacidade de moagem existente.

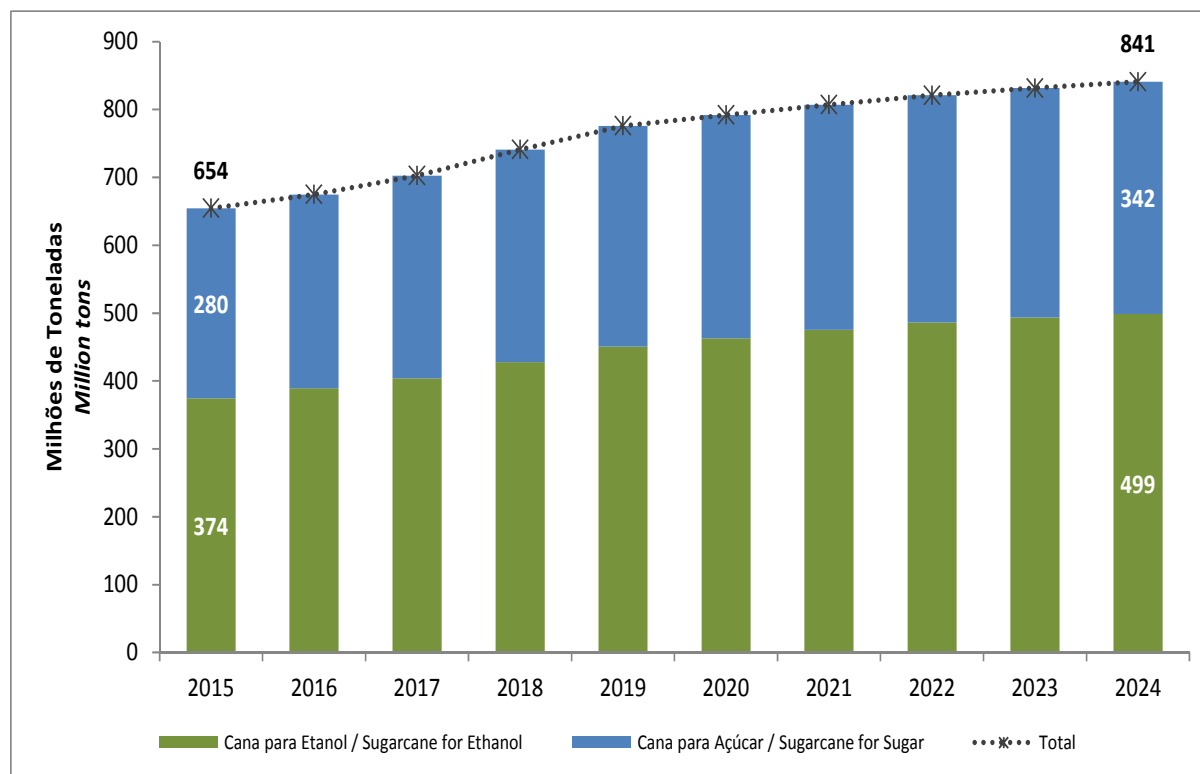
No entanto, espera-se que a retomada dos investimentos em novas unidades ocorra apenas a partir de 2019.

It is expected an increase in the harvest area from the current 9 million hectares (Mha) to 10 Mha and a productivity expansion from the current 72 tonnes of sugarcane per hectare (tc/ha) to 85 tc/ha by the end of the period.

In the ten-year horizon, an improvement of the sugarcane production performance indicators is expected due to the return of investments in renovation and modernization and the evolution of mechanized harvesting methods. With the productivity recovery, coupled with the occupation of existing crushing capacity and the investments in greenfield units, it is expected the expansion of existing sugarcane crushing capacity.

However, resumption of investments in new plants is only expected to occur from 2019 on.

Figura 17 – Quantidade de cana moída
Figure 17 – Amount of crushed sugarcane



Investimentos / Investments

Os investimentos previstos para a construção e ampliação da capacidade agrícola e industrial brasileira são de cerca de 31 bilhões de reais até 2024.

Para movimentar o volume total de etanol produzido ao longo do período será necessária uma infraestrutura de transporte mais adequada que a atual (baseada no modal rodoviário), que privilegie opções mais eficientes como as dutoviária, hidroviária e ferroviária. Também haverá necessidade de uma 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\$ 7 bilhões.

Investments in agricultural and industrial capacity expansion amount to R\$ 31 billion up to 2024.

Furthermore, the increase in the ethanol production until 2024 will require a more suitable transportation infrastructure than the current one. 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, needed to build an ethanol pipeline, in a joint-venture of Petrobras and other ethanol producers.

Biomassa de Cana-de-Açúcar / Sugarcane Bagasse

Em 2024, a cana produzida no Brasil poderá disponibilizar cerca de 227 milhões de toneladas de bagaço, cujo potencial técnico de geração é da ordem de 7,1 GWmed. O potencial técnico do aproveitamento da palha e ponta varia entre 7,4 e 11,7 GWmed, ao fim do período decenal.

O potencial técnico do bagaço de cana-de-açúcar continua bastante promissor, embora questões de competitividade possam limitar seu aproveitamento pleno.

From the estimated sugarcane production, it is possible to expect an amount of 227 million tonnes of sugarcane bagasse in 2024. This biomass amount corresponds to a potential power capacity of approximately 7,100 average MW of energy that can be added to the power system. The technical potential of straw and residuals is estimated to be in the range of 7,400-11,700 average MW by 2024.

Overall, the technical potential of sugarcane bagasse continues to be promising, although competitiveness issues may limit its full utilization.

IV – ASPECTOS DE SUSTENTABILIDADE / SOCIOENVIRONMENTAL AND SUSTAINABILITY ISSUES

Na análise socioambiental do PDE 2024 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 impacts of energy production and use, aiming at the mitigation or the compensation of ecosystem and biodiversity impacts, and the prioritization of use of renewable sources.

EMISSIONS DE GEE / GHG EMISSIONS

O PDE constituiu-se no instrumento básico para a formulação da estratégia de atendimento à meta estabelecida pela Política Nacional sobre Mudança do Clima no que se refere à produção e ao uso da energia, assim como para seu monitoramento.

Assim, o PDE 2024 tem como objetivo não ultrapassar a meta de 680 milhões de toneladas de CO₂-eq. de emissões de GEE na produção e no uso da energia em 2020, definida em conformidade com a Comunicação Nacional do Brasil na COP-15, com a Lei nº 12.187/09 e com o Decreto nº 7.390/10.

Na Tabela 21, são apresentadas as emissões devido à queima de combustíveis fósseis na produção e uso da energia e também as emissões fugitivas.

Apesar das ações de mitigação previstas, tais como o aumento do uso de biocombustíveis e ações de eficiência na indústria, espera-se que os setores de transporte e industrial somados permaneçam responsáveis pela maior parte das emissões no final do horizonte decenal, estimando-se que sua participação total seja de 68% em 2024.

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

Accordingly, one of the main objectives of the PDE 2024 was to abide by law 12.187 of 2009 and decree 7.390 of 2010 (which impose the ceiling of 680 million tons of CO₂ related to the production and use of energy by 2020).

Total GHG emissions reach 585 million tons of CO₂ related to the production and use of energy by 2024. In Table 16, the contributions of each sector to total GHG emissions are shown.

In spite of some expected mitigation measures (e.g., increasing use of biofuels and energy efficiency measures in industry), the share of transportation sector and the industry in GHG emissions continues to be high in the horizon, reaching 68% in 2024.

Tabela 21 – Emissões de GEE na produção e no uso de energia
Table 21 – GHG emissions in the production and use of energy

Setores / Sectors	2014	2020	2024
	MtCO ₂ -eq		
Setor Elétrico / Power Sector	85,2	46,3	62,4
Sistema Interligado Nacional – SIN / National Grid	68,9	29,9	42,6
Autoprodução / Own Use	16,3	16,4	19,8
Setor Energético / Energy Sector (exc. Power)	33,5	36,3	45,0
Residencial / Residential	18,5	20,9	22,2
Comercial / Commercial	1,7	2,1	2,5
Público / Public Sector	0,8	0,8	0,8
Agropecuário / Agriculture and Cattle Farming	18,0	19,9	21,0
Transportes / Transports	211,2	234,4	267,9
Industrial	100,1	112,8	127,2
Emissões fugitivas / Fugitive Emissions ⁽¹⁾	20,5	29,4	35,5
TOTAL	490	503	585

Nota / Note: Incluem emissões fugitivas no transporte e processamento de gás natural e perdas nas atividades de E&P. Não incluem emissões nas minas de carvão / It includes fugitive emission from natural gas production and transportation but excludes emissions from coal mines.

É importante destacar que a meta atribuída ao setor energético em 2020 (intervalo entre 634 e 680 MtCO₂) continua plenamente atendida.

Os setores que apresentaram maiores quedas foram o de Transporte, Setor Energético e Setor Industrial.

No SIN, as emissões atingiram quase 70 MtCO₂ em 2014, refletindo as condições hidrológicas desfavoráveis verificadas nos últimos dois anos, o que obriga o sistema a acionar mais energia termelétrica com base fóssil. Espera-se que até 2020 esse efeito seja gradualmente atenuado, o que leva a menores volumes de emissão do SIN em 2020, voltando a patamares inferiores a 30 MtCO₂. Entre 2020 e 2024 a expectativa é de aumento das emissões no SIN acompanhando o crescimento da economia e da demanda de energia elétrica no período, ainda que a participação de fontes renováveis na matriz elétrica se mantenha bastante elevada.

It is noteworthy that the GHG emission target for the energy sector is fully accomplished by 2020. Industry, Transportation and Energy are the sectors with the greatest reductions of GHG emissions.

In 2014, GHG emissions related to electricity generation reached almost 70 MtCO₂ because of unfavorable hydrological conditions in the last two years, and, as a result, more thermal power plants were dispatched. Until 2020, it is expected that hydrological conditions return to the historical average and thermal power plant will be less necessary, so that their resulting GHG emissions reduce to less than 30MtCO₂. Between 2020 and 2024, it is expected an increase in GHG emissions due to the resumption of economic and energy consumption growth, even with the high share of renewables in the Brazilian power mix.

Projeta-se que o crescimento das emissões devido à produção e consumo de energia será de 76% entre 2005 e 2024, incremento menor que o esperado para a oferta interna bruta no mesmo período (80%). Com isso, o indicador de Intensidade de Emissões de GEE no uso da energia em 2024 será menor do que o verificado em 2005.

As emissões também crescerão a um ritmo menor do que o crescimento do PIB; como resultado, o indicador de Intensidade de Emissões da Economia também ficará abaixo daquele verificado em 2005.

GHG emissions due to energy activities will be 76% higher by 2024 when compared to 2005 levels, while TPES will increase by 80% in the same period. As a result, the GHG Emission energy intensity will decrease. The GHG emission intensity indicator also decreases.

The same occurs in relation of GHG emissions and economic growth. As GHG emissions increases at a rate lower than the GDP, the carbon intensity of economic activity (CO₂/R\$) will be slightly higher than those observed in 2005.

The Brazilian energy balance, in particular the electricity balance, is expected to keep its renewability characteristic throughout the next decade. As a result, the Brazil is expected to increase its energy use while maintaining low GHG emissions related to the energy production and use.

Tabela 22 – Intensidade de carbono devido à produção e ao uso da energia
Table 22 – Carbon intensity related to the production and use of energy

Item	Unidade / Unit	2005	2020	2024
Emissões de GEE na produção e uso de energia / GHG emissions of the production and use of energy	10 ⁶ tCO ₂ -eq	332	503	585
PIB / GDP	R\$ bilhões [2010] / R\$ billion in constant values of 2010	3.033	4.542	5.465
Consumo final energético / Final energy consumption	10 ⁶ tep	217,9	343,2	397,4
Intensidade de carbono no uso da energia / Carbon intensity of the production and use of energy	kgCO₂-eq/tep / kgCO₂-eq/toe	1.524	1.465	1.471
Intensidade de carbono na economia / Carbon intensity of the economy	kgCO₂-eq/R\$ mil [2010] / kgCO₂-eq/R\$ thousand [2010]	109,5	110,7	107,0

Nota / Note: A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do GWP para 100 anos (CH₄=21 e N₂O=310). / The CO₂ 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: CO₂=1, CH₄=21, and N₂O= 310.

Fontes / Sources: EPE, MCT & IBGE.

ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL / ENVIRONMENTAL ANALYSIS

Geração hidrelétrica / *Hydro Power*

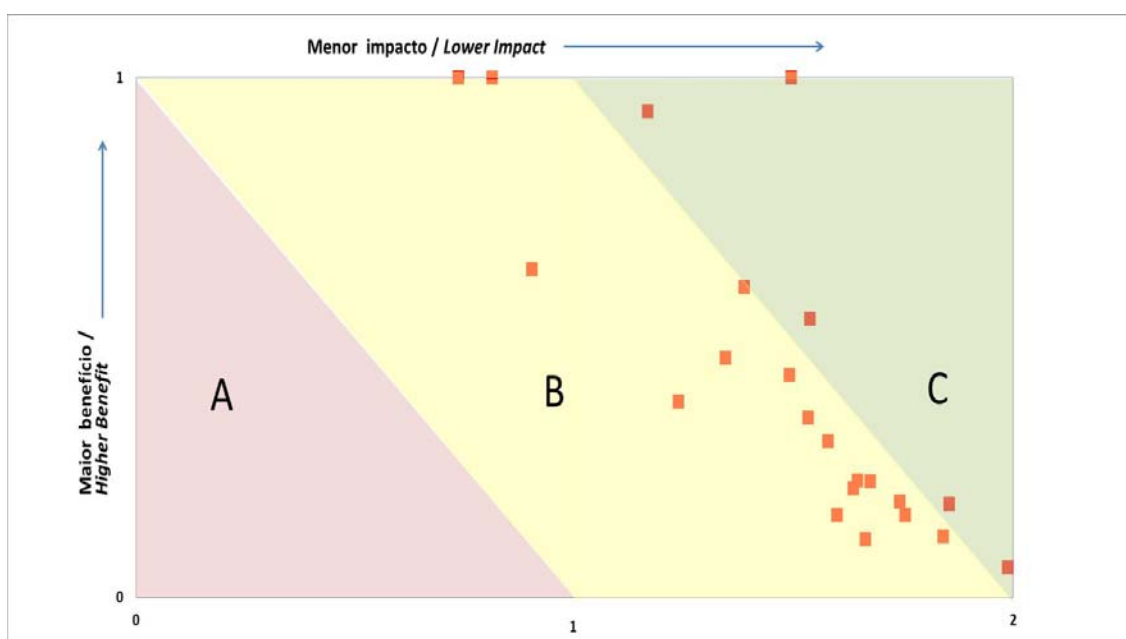
A expansão da oferta de energia elétrica prevista compreende a implantação de 22 usinas hidrelétricas (UHE) no horizonte decenal, totalizando aumento de 28.300 MW na potência instalada do parque hidrelétrico. A região Amazônica concentra a expansão, tanto em número de projetos quanto em termos de potência instalada.

Distribuindo os projetos conforme seus índices de impactos socioambientais e de benefícios socioeconômicos, observa-se que, do conjunto de 22 UHEs previstas no PDE 2024, 77% estão situadas na faixa intermediária (região B), enquanto 23% estão na C. A avaliação socioambiental das UHEs do PDE 2024 não indicou nenhuma usina na região A.

The indicative hydro power capacity expansion comprises 22 UHEs in the ten-year horizon, which corresponds to a capacity increase of 28,300 MW. The Amazon region concentrates most of the expansion, both in terms of number of power projects and installed capacity.

The analysis of the potential social and environmental impacts and benefits stemming from the deployment of UHEs were shown in Figure 18, where UHE projects (dots) are distributed in three different areas (A, B and C). It is clear from the figure that most of the UHE projects (almost 77%) is located in the intermediate region and the remaining in C area. No project was placed at the lower left, where UHEs have the lowest social and economic benefits and, at the same time, higher social, economic and environmental impacts.

Figura 18 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs
Figure 18 – Cost-benefit environmental analysis of UHEs



A Tabela 23 apresenta as principais variáveis analisadas a respeito da geração hidrelétrica.

Main variables analyzed for the hydropower environmental impacts are summarized in Table 23.

Tabela 23 – Indicadores da geração hidrelétrica
Table 23 – Summary of hydropower environmental analysis

Variáveis / Variables	Valor / Value	Comentário / Comment
Área alagada / <i>Flooded Area</i>	3.813 km ²	Equivalente a 0,045% do território nacional / <i>It represents 0.045% of total country area</i>
Área alagada por potência instalada / <i>Flooded Area per MW</i>	0,13 km ² per MW	UHE existentes / <i>Current UHEs:</i> 0,46 km ² /MW
Perda de vegetação nativa / <i>Loss of forest area</i>	2.241 km ²	Equivalente a 0,04% da área da Amazônia Legal / <i>It represents 0.04% of the Legal Amazon area</i>
Perda de vegetação nativa por MW / <i>Loss of forest area per MW</i>	0,08 km ² per MW	
Nº de projetos com interferência em UC de proteção integral / <i>Number of projects affecting full protection conservation units</i>	0	No total de 22 projetos de UHE analisados / <i>Out of 22 UHE projects were considered</i>
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável / <i>Number of projects affecting sustainable-use conservation units</i>	1	No total de 22 projetos de UHE analisados / <i>Out of 22 UHE projects were considered</i>
População diretamente afetada / <i>Directly affected population</i>	38.000 habitantes / <i>inhabitants</i>	
População diretamente afetada por MW / <i>Directly affected population per MW</i>	1,4 hab. per MW	
Nº de projetos que interferem diretamente em TI / <i>Number of projects affecting indigenous lands</i>	0	No total de 22 projetos de UHE analisados / <i>Out of 22 UHE projects were considered</i>
Empregos diretos gerados no pico das obras / <i>Direct job creation at the peak of the construction phase</i>	77.000 empregos / <i>jobs</i>	
Empregos diretos gerados no pico das obras por MW / <i>Direct job creation at the peak of the construction phase per MW</i>	2,7 empregos por MW / <i>jobs per MW</i>	
Compensação financeira (média anual) / <i>Financial Compensation (annual average)</i>	R\$ 499 milhões / <i>million</i>	Representa 30% da compensação financeira paga em 2014 por todas as UHEs em operação / <i>This amount represents 30% of total financial compensation paid by all operating UHE in 2014</i>
Compensação financeira para os Estados / <i>Financial compensation to states</i>	R\$ 1,996 bilhão / <i>billion</i>	
Compensação financeira para os municípios / <i>Financial compensation to cities</i>	R\$ 1,996 bilhão / <i>billion</i>	
ISS gerado nas obras / <i>City Tax (ISS) due to construction activities</i>	R\$ 1,795 bilhão / <i>billion</i>	

Outras Fontes Renováveis / *Other Renewables*

Espera-se progressivo aumento da utilização de fontes renováveis no horizonte decenal, em especial as energia eólica e da solar na matriz elétrica brasileira.

It is expected a gradual increase in the use of renewable energy sources in the ten-year horizon, especially when considering wind and solar technologies.

As centrais eólicas, solares, PCHs e a bioeletricidade, além de contribuírem com a diversificação da matriz elétrica, estão usualmente relacionadas a projetos menos impactantes (Tabela 24). Ressalta-se que tanto a energia eólica quanto a bioeletricidade são geradas sem a emissão de GEE.

Wind, solar, PCH and bioelectricity contribute to diversify the electricity sources of supply and are usually related to power plants with low environmental impacts (Table 24).

Tabela 24 – Indicadores de outras fontes renováveis
Table 24 – Summary of environmental analysis of other renewables

Fonte	Variáveis / Variables	Valor / Value
Eólica	Área dos parques eólicos / Area of wind farms	3.403 km ²
	Área dos parques eólicos por potência instalada (km ² /MW) / Area per MW	0,18 km ² per MW
	Nº de parques eólicos com interferência em UC de uso sustentável / Number of wind projects affecting full protection conservation units	83 de 484 parques eólicos (83 out of 484 wind farms)
	Nº de parques eólicos que interferem diretamente em TI / Number of projects affecting indigenous lands	0 de 484 parques eólicos (0 out of 484 wind farms)
	Empregos diretos gerados no período / Direct job creation at the peak of the construction phase	141.000 empregos / jobs
PCH	Área alagada(km ²)/ Flooded Area	277 km ²
	Área alagada por potência instalada (km ² /MW)/ Flooded Area per MW	0,12 km ² per MW
	Empregos diretos gerados no pico das obras / Direct job creation at the peak of the construction phase	58.000 empregos / jobs
Solar	Área das plantas fotovoltaicas (km ²)/ Area of PV plants	23 km ²
	Área das plantas fotovoltaicas por potência instalada (km ² /MW)/ Area of PV plants per MW	0,03 km ² por MW
	Empregos diretos gerados no período / Direct job creation at the peak of the construction phase	22.700 empregos / jobs

Transmissão de energia elétrica / *Power Transmission*

A área total abrangida pela faixa de servidão das futuras linhas de transmissão corresponde a 5.582 km². Desse total, 46% se localizam no Cerrado, 20% na Amazônia, 20% na Caatinga, 12% na Mata Atlântica e 2% nos Pampas. Cerca de 41% da área das faixas de servidão atravessam pastagem e agropecuária. Os restantes 13% atravessam áreas de agricultura e de outros usos, inclusive ocupação urbana.

As principais interferências ocorrem em áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade, cerca de 2.212 km², seguidas por assentamentos do Incra (365 km²) e UC de uso sustentável (251 km²).

The total area of rights-of-way corresponds to 5,582 km² of which 46% in Cerrado, 20% in Amazonia, 20% in Caatinga, 12% in the Atlântica Forest and 2% in the Pampa region. 41% of the total area of rights-of-way corresponds to lands devoted to economic activities (agriculture, cattle farming) and 13% to other uses (including urban areas).

The areas subject to direct or indirect environmental impacts of the new transmission lines include biodiversity priority areas (2.212 km²), INCRA settlements (365 km²), and conservation units for sustainable use (251 km²).

Tabela 25 – Indicadores da transmissão de energia elétrica
Table 25 – Summary of power transmission environmental analysis

Variáveis / <i>Variables</i>	Valores / <i>Values</i>
Extensão total das LTs / <i>Total length of transmission lines (TLs)</i>	46.252 km
Área das faixas de servidão / <i>Rights-of-way (ROWs) total area</i>	5.582 km ²
Área de faixas de servidão em UC de proteção integral / <i>Total area of ROWs in full protection conservation units</i>	3,4 km ²
Área de faixas de servidão em UC de uso sustentável / <i>Total area of ROWs in conservation units of sustainable use</i>	251 km ²
Nº de LTs com interferência direta com TI / <i>Number of TLs directly affecting indigenous lands</i>	1 de 267 LTs / <i>1 out of 267 LTs</i>
Nº de LT situadas a menos de 8 km de TI na Amazônia Legal / <i>Number of TLs at less than 8 km from indigenous lands in the Amazon Legal Area</i>	16 de 267 LTs / <i>16 out of 267 LTs</i>
Empregos diretos gerados no pico das obras / <i>Direct job creation at the peak of the construction phase</i>	130.000

Produção de petróleo e gás natural / *Oil and Gas Production*

Foram analisadas 279 UPs planejadas para iniciar a produção durante o decênio 2015-2024. Destas UPs, 126 apresentaram complexidade ambiental baixa e 125, média. Os impactos reais e potenciais no ambiente marinho são mais evidentes nos litorais do Norte, Nordeste e do Sudeste. No ambiente terrestre, as UPs do Norte podem apresentar impactos potenciais aos ecossistemas e unidades de conservação próximas.

Há potencial benefícios socioeconômicos nas regiões onde se localizam as UPs. Foram estimados 50 mil empregos diretos no pico das atividades e arrecadação de cerca de R\$ 266 bilhões nos próximos dez anos.

In the Oil and Gas (O&G) production, 279 production units planned to start in the ten-year period were analyzed, of which 90% have low or medium sensitivity issues.

Environmental problems in the sea are more likely in the North, Northeast and Southeast coasts. Onshore, production units in the North region may cause serious damages in the case of huge oil spills in the ecosystems and near conservation units.

There are potential economic benefits in the regions where production units are planned: 50 thousand direct jobs and the increase of fiscal revenues that are expected to amount US\$ 100 billion in the next 10 years.

Tabela 26 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural
Table 26 – Summary of O&G production environmental analysis

Variáveis / Variables	Valores / Values
Nº de projetos com interferência em UC de proteção integral / <i>Number of projects with interference in Total Protection Conservation Unit</i>	0 de 279 UPs / <i>0 out of 279 UPs</i>
Nº de projetos com interferência em UC de uso sustentável / <i>Number of projects with interference in Sustainable Use Conservation Unit</i>	18 de 279 UPs / <i>18 out of 279UPs</i>
Nº de projetos que interferem diretamente em TI / <i>Number of projects affecting indigenous lands</i>	0 de 279 UPs / <i>0 out 279 UPs</i>
Empregos diretos gerados (valor máximo) / <i>Direct jobs (maximum, by 2015)</i>	50.000
Recursos financeiros gerados (média anual) / <i>Government Take (annual average)</i>	R\$ 26,6 bilhões / <i>US 10 billion</i>

Biocombustíveis / Biofuels

A análise socioambiental indicou que a expansão da cana deverá se dar em áreas de alta e média aptidão agrícola para cana-de-açúcar ocupadas atualmente com pecuária, o que indica a possível substituição de pastagens por plantios de cana. O conjunto de usinas planejadas exigiria, para atendimento pleno da capacidade instalada, 1 Mha.

A perspectiva é que, mesmo com o aumento gradual da mecanização da colheita, o total de empregos no setor continue a aumentar, devendo atingir mais de 500 mil postos na região Centro-Sul em 2024.

No biodiesel, a soja continua como principal matéria-prima. Destaca-se o investimento da Embrapa no desenvolvimento de pesquisas com plantas de alto rendimento de óleo, como a palma, por exemplo. Estima-se que o potencial de geração de empregos na atividade de produção de biodiesel atinja cerca de 90 mil postos de trabalho, especialmente nas regiões sul e centro-oeste. Entretanto há bastante capacidade ociosa, o que justifica o número de empregos bem abaixo desse patamar.

It is expected that sugarcane production area will increase 1 million hectares, mostly in pasture lands. It is important to mention that this expansion does not occur at the cost of food production and deforestation.

Although mechanization of harvesting continues its expansion, total jobs in the sector is expected to increase up to 500.000 in South-Central region by 2024.

Soya oil continues to be the main feedstock of biodiesel production, even though Embrapa's R&D investments in high-performance oils, as the palm oil, increases in the period. The job-creating potential related to biodiesel activities is estimated in 90 thousand by 2024, in particular in the South and Midwest regions. However, as there is significant idle capacity in the industry, job creation number is expected to be significant lower.

Tabela 27 – Indicadores dos biocombustíveis
Table 27 – Summary of biodiesel production environmental analysis

Variáveis / Variables	Valores / Values
Expansão da cana: Área necessária para atendimento da capacidade das usinas planejadas (⁽¹⁾ milhões de ha) / <i>Required sugarcane harvesting área (millions of hectares)</i>	1 (10 mil km ²)
Produção de glicerina como subproduto da produção de biodiesel (média anual, mil toneladas) / <i>Glycerine production as by-product of biodiesel production (annual production, thousand ton)</i>	508
Empregos diretos no cultivo da cana (média anual) / <i>Direct jobs at Sugarcane Crop (annual average)</i>	32.870
Empregos diretos no cultivo por mil toneladas colhidas (média anual) / <i>Direct jobs at Sugarcane Crop per 1,000 tonnes of harvested sugarcane (annual average)</i>	0,05
Empregos diretos no processamento de cana-de-açúcar (média anual) / <i>Direct jobs at Sugarcane manufacturing (annual average)</i>	441.500
Empregos diretos na produção de biodiesel (média anual) / <i>Direct Jobs in Biodiesel Production (annual average)</i>	12.250
Empregos indiretos na produção de biodiesel (média anual) / <i>Indirect Jobs in Biodiesel Production (annual average)</i>	61.260

V – SÍNTESE EXECUTIVA /EXECUTIVE SUMMARY

Estima-se que, ao fim do período decenal, a oferta interna de energia atinja aproximadamente 400 milhões de tep, o que representa um crescimento médio de 2,7% ao ano no período. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,2% a.a., chegando ao fim de 2024 com uma oferta estimada em 941 TWh.

O consumo final energético atingirá mais 353 milhões de tep em 2024 e com uma taxa média de crescimento de 2,9% ao ano.

A Tabela 28 resume a evolução esperada da economia brasileira, consumo de energia e a expansão da oferta até 2024.

It is expected that the total primary energy supply (TPES) reaches 400 million of toe by 2024, representing a 2.7% a.a. of CAGR.

Electricity supply is expected to reach 941 TWh growing from the current estimated 638 TWh at a CAGR of 4.2%.

Final energy consumption is expected to be superior to 353 million of toe, representing a CAGR of 2.9%.

Table 28 summarizes the expected evolution of the Brazilian economy, energy consumption and supply up to 2024.

Tabela 28 – Economia e energia
Table 28 – Economy and energy evolution

Variáveis / Variables		2015	2019	2024	Variação média anual / CAGR*		
					2015-2019	2019-2024	2015-2024
População / Population	(10 ⁶ hab)	205,3	211,4	217,8	0,8%	0,6%	0,7%
PIB / GDP	(10 ⁹ R\$)	3.959	4.378	5.465	1,8%	4,5%	3,2%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	19,3	20,7	25,1	1,0%	3,9%	2,5%
OIE / TPES	(10 ⁶ tep)	299,4	334,0	399,5	1,9%	3,6%	2,7%
	por PIB / per GDP (tep/toe / 10 ³ R\$)	0,076	0,076	0,073	0,1%	-0,9%	-0,4%
	per capita (tep/toe / hab)	1,458	1,580	1,834	1,1%	3,0%	2,0%
Oferta interna de eletricidade / Electricity Supply	(TWh)	637,6	739,3	940,8	3,4%	4,9%	4,2%
	por PIB / per GDP (kWh/10 ³ R\$)	161,0	168,9	172,1	1,6%	0,4%	1,0%
	per capita (kWh/hab)	3.106	3.498	4.320	2,7%	4,3%	3,5%
Consumo final energético / Final Energy Consumption	(10 ⁶ tep)	266,3	300,5	353,5	2,6%	3,3%	2,9%
	per capita (tep/hab)	1,297	1,422	1,623	1,8%	2,7%	2,2%
	por PIB / per GDP (tep/toe / 10 ³ R\$)	0,067	0,069	0,065	0,8%	-1,2%	-0,3%

MATRIZ ENERGÉTICA / ENERGY BALANCE

Na evolução da oferta interna de energia destaca-se o crescimento da participação das energias renováveis para 45,2% em 2024, com crescimento médio anual de 4,1%. Em particular, as outras fontes renováveis, que incluem energia eólica, solar e biodiesel, crescem em média anual a 9,9%.

Dentre as energias não renováveis, o gás natural aumenta sua participação na oferta de energia, de 11,3% em 2015 para 11,8% em 2024. Por outro lado, a participação do petróleo e de seus derivados cai de 38,2% em 2015 para 34,9% em 2024. 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 (TPES) by energy source highlights the importance of renewables in the Brazilian energy supply, whose share is expected to reach 45.2% in 2024 (Table 28). Renewable energy sources are expected to grow at CAGR of 4.1%, in particular led by wind energy, solar and biodiesel.

The share of the natural gas increases from 11.3% in 2015 to 11.8% in 2024. On the other hand, the share of oil and oil products in the TPES reduces from 38.2% in 2015 to 34.9% in 2024, due to the expected substitution of ethanol for gasoline and natural gas for fuel oil, in spite of the increase of the crude oil production.

Tabela 29 – Oferta interna de energia por fonte
Table 29 – TPES by Energy Source

Fonte / Energy Source	2015		2024		Variação média / CAGR 2015-2024
	10 ³ tep / toe	%	10 ³ tep / toe	%	% a.a.
Não Renováveis / Non-renewables	172.074	57,5	218.793	54,8	1,7
Petróleo e Derivados / Oil and Oil Products	114.319	38,2	139.250	34,9	1,5
Gás Natural / Natural Gas	33.949	11,3	46.956	11,8	1,3
Carvão Mineral e Derivados / Coal and Coal Products	17.941	6,0	22.991	5,8	2,7
Urânio (U3O8) e Derivados / Uranium (U3O8) and Uranium Products	4.038	1,3	6.986	1,7	5,6
Outras não renováveis / Other non renewables	1.827	0,6	2.609	0,7	3,7
Renováveis / Renewables	127.289	42,5	180.659	45,2	4,1
Hidráulica e Eletricidade / Hydro and Power	40.417	13,5	53.270	13,3	4,3
Lenha e Carvão Vegetal / Wood and Charcoal	22.403	7,5	27.444	6,9	1,0
Derivados da Cana-de-Açúcar / Sugarcane Products	50.212	16,8	67.586	16,9	3,5
Outras Renováveis / Other Renewables	14.256	4,8	32.358	8,1	9,9
Total	299.362	100,0	399.452	100,0	2,7

Ao longo dos próximos 10 anos, o Brasil passa a registrar energia excedente em sua matriz energética, atingindo em 2024, 100 milhões de tep ou 20% da produção total de energia no País. Neste horizonte, o Brasil deixa de ser importador líquido de energia e passa ao status de autossuficiente (Tabela 30).

In the next 10 years, Brazil is expected to become a net energy exporter, reaching approximately 100 million toe in 2024 of energy surplus. This amount will represent 20% of TPES in 2024 (see Table 30).

Tabela 30 – Evolução da oferta de energia primária
Table 30 – Energy Demand vs. TPES evolution

Variáveis / Variables	mil tep / thousand toe			Variação média anual (%) / CAGR
	2015	2019	2024	2015 - 2024
Demanda Total de Energia / Total Energy Demand (A)	306.198	347.142	412.162	2,8
Consumo Final / Final Consumption	266.315	300.477	353.498	2,9
Perdas / Losses ¹	39.883	46.665	58.664	2,3
Produção de Energia Primária / TPES (B)	295.485	379.603	509.968	6,5
Energia Excedente / Excess of Supply (B)-(A)	-10.714	32.462	97.806	-

Notas / Notes: (1) Energia não-aproveitada, reinjeção e perdas na transformação, distribuição e armazenagem. / Losses represent non-used energy, reinjection and losses in transformation, distribution and storage.

Na Tabela 31, apresenta-se a evolução da oferta de energia na cadeia do petróleo. Há um importante incremento na produção de petróleo bruto, com média anual de 8,2%. Portanto, há um descolamento em relação à demanda energética de derivados de petróleo, que apresenta 1,6% de crescimento médio anual. Com isso, ao final do decênio, apresenta-se energia excedente da ordem de 120 milhões de tep na cadeia de petróleo brasileira.

The supply of oil and oil products is presented in Table 31. Crude oil grows at an annual average rate of 8.2% while the demand for oil products is expected to grow at CAGR of 1.6%. As a result, there is surplus of oil of 120 million toe at the end of the horizon. Brazil will become an oil exporter with a significant share of renewable energy source in its energy balance.

Tabela 31 – Oferta de petróleo e derivados
Table 31 – Oil & oil products: demand and supply

Variáveis / Variables	mil tep / thousand toe			Variação média anual (%) / CAGR
	2015	2019	2024	2015 - 2024
Demanda de Derivados de Petróleo / Oil Products Demand (A)	122.717	133.083	153.543	1,6
Consumo Final / Final Consumption	118.137	128.427	148.261	2,3
Transformação / Transformation ¹	4.581	4.657	5.282	-8,1
Perdas / Losses	98	147	151	-17,8
Produção de Petróleo / Oil Production (B)	134.090	183.705	270.030	8,2
Petróleo Bruto / Crude Oil	129.328	178.603	263.844	8,5
Líquidos de Gás Natural / Liquids of natural gas ⁽²⁾	1.213	1.212	1.658	-6,9
Biodiesel ⁽³⁾	3.550	3.890	4.528	7,0
Energia Excedente / Excess of Supply (B)-(A)	11.373	50.622	116.487	

Notas / Notes: (1) Inclui geração de eletricidade, centrais petroquímicas e coquearias. / Energy consumption in power generation, petrochemical plants and petroleum coke units.

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

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

CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS / MAIN RESULTS

Apresenta-se a seguir a consolidação de resultados referentes a variações no período decenal do total de investimentos associados à expansão da oferta de energia (Tabela 32) expansão física (Tabela 33), além de uma projeção do Balanço Energético Nacional para o ano de 2024 (Tabela 34).

Main results on investments (Table 32), capacity expansion (Table 33) and the Energy Balance in the end of the period (Table 34) are presented as follows.

Tabela 32 – PDE 2024: Investimentos Esperados
Table 32 – PDE 2024: Investment amounts

Fonte / Energy Source	US\$ billion	R\$ bilhões	Participação / Share (%)
Energia Elétrica / Electricity	142	376	23,8
Geração / Power Supply	101	268	17,7
Transmissão / Transmission	41	108	6,2
Petróleo e Gás Natural / Oil and Gas	375	993	69,6
Exploração e Produção / E&P	363	961	61,6
Derivados de Petróleo / Oil Products	9	25	7,7
- Refino / Refining	6	17	5,4
- Infraestrutura de transporte / Transportation infrastructure	3	8	2,3
Oferta de Gás Natural / Natural Gas	3	7	0,3
Oferta de Biocombustíveis Líquidos / Liquid Biofuels	15	39	6,5
Etanol - Usinas de produção / Ethanol – Processing Plants	12	31	5,9
Etanol - Infraestrutura dutoviária e portuária / Ethanol – Ports and Pipelines	3	7	0,5
TOTAL	531	1.407	100

Nota / Note: (1) Taxa de câmbio referencial / Exchange rate: R\$ 2,65 / US\$ (comercial – fim de período, média de compra e venda, dezembro de 2014 / average of bid-offer rates by the end of December, 2014).

Tabela 33 – Principais resultados da expansão física de infraestrutura de energia
Table 33 – Main results of the infrastructure expansion of energy sector

Fonte / Energy Source	2014	2024	Crescimento / Growth 2015-2024 (%)
Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica / Power Supply Installed Capacity (GW)			
Hidráulica / Hydro Power Plants	90	117	30
Nuclear	2	3	71
Térmica / Thermal Power Plants (exc. nuclear)	19	30	51
Outras Renováveis / Other Renewables	21	56	163
Transmissão de Energia Elétrica / Power Transmission Capacity			
Linhas de Transmissão / Transmission Lines (mil / thousand km)	119	195	63
Subestações / Substations (mil / thousand MVA)	306	494	62
Transporte de Gás Natural / Natural gas transportation			
Gasodutos / Pipelines (km)	9.410	9.815	4

Tabela 34 – Matriz Energética Nacional em 2024

(10³ tep)	FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA										FONTES DE ENERGIA SECUNDÁRIA															TOTAL	
	PETRÓLEO	GÁS NATURAL	CARVÃO VAPOR	CARVÃO METALÚRGICO	URÂNIO UO₃	ENERGIA HIDRÁULICA	LENHA	PRODUTOS DA CANA	OUTRAS FONTES PRIMÁRIAS	ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL	ÓLEO DIESEL	ÓLEO COMBUSTÍVEL	GASOLINA	GLP	NAFTA	QUEROSENE	GÁS DE COQUEARIA	COQUE DE CARVÃO MINERAL	URÂNIO CONTIDO NO UO₃	ELETRICIDADE	CARVÃO VEGETAL	ETANOL ANIDRO E HIDRATADO	OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	PRODUTOS NÃO ENERGÉTICOS DE PETRÓLEO	ALCATRÃO		ENERGIA SECUNDÁRIA TOTAL
PRODUÇÃO	263.844	52.319	4.089	0	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	509.968	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	509.968
IMPORTAÇÃO	7.857	7.347	6.119	11.267	0	0	0	0	0	32.590	10.627	0	2.351	0	3.313	928	0	1.517	0	1.484	0	281	1.722	5.925	0	28.150	60.739
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	0	0	0	0	0
OFERTA TOTAL	271.701	59.667	10.207	11.267	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	542.558	10.627	0	2.351	0	3.313	928	0	1.517	0	1.484	0	281	1.722	5.925	0	28.150	570.708
EXPORTAÇÃO	141.494	0	0	0	0	0	0	0	0	141.494	-1.166	-9.813	0	-1.386	0	3.459	0	0	0	0	0	-1.227	0	0	0	-17.051	158.546
NÃO APROVEITADA	0	-1.671	0	0	0	0	0	0	0	-1.671	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.671
REINJEÇÃO	0	11.040	0	0	0	0	0	0	0	-11.040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.040
OFERTA INTERNA BRUTA	130.207	52.327	10.207	11.267	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	388.353	9.461	-9.813	2.351	-1.386	3.313	2.531	0	1.517	0	1.484	0	-946	1.722	5.925	0	11.099	399.452
TOTAL TRANSFORMAÇÃO	130.207	25.740	-5.294	11.267	6.986	51.786	10.635	30.747	23.558	290.849	57.931	14.441	25.354	11.357	3.233	7.695	1.813	8.805	0	79.421	5.506	22.741	13.541	5.667	281	257.786	-33.062
REFINARIAS DE PETRÓLEO	130.207	0	0	0	0	0	0	0	-1.658	131.865	54.290	14.694	24.634	6.193	5.868	7.695	0	0	0	0	0	0	13.599	4.794	0	131.767	-98
PLANTAS DE GAS NATURAL	0	-7.759	0	0	0	0	0	0	980	-6.779	0	0	0	4.977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	873	0	5.850	-929
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
COQUERIAS	0	0	0	11.267	0	0	0	0	0	-11.267	0	0	0	0	0	0	2.415	8.805	0	0	0	0	-830	0	281	10.671	-595
CICLO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	0	0	0		6.986	0	0	0	0	0	-6.986	0	0	0	0	0	0	0	0	6.881	0	0	0	0	0	0	6.881
CENTRAIS ELÉTRICAS DE SERVIÇO PÚBLICO	0	-7.838	-5.107	0	0	51.251	0	-4.978	13.540	-82.713	-5	-26	0	0	0	0	0	0	6.881	71.646	0	0	0	0	0	64.734	-17.979
CENTRAIS ELÉTRICAS AUTOPRODUTORAS	0	-4.095	-187	0	0	-535	-246	-2.994	-5.717	-13.773	-656	-227	0	0	0	0	-602	0	0	7.775	0	0	-903	0	0	5.387	-8.386
CARVOARIAS	0	0	0	0	0	0	10.389	0	0	-10.389	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.506	0	0	0	0	5.506	-4.883
DESTILARIAS	0	0	0	0	0	0	0	22.776	0	-22.776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.741	0	0	0	0	22.741	-34
OUTRAS TRANSFORMAÇÕES	0	-678	0	0	0	0	0	0	-3.624	-4.301	4.301	0	719	187	2.635	0	0	0	0	0	0	0	1.676	0	0	4.249	-53
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO E ARMAZENAGEM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.891	0	0	0	0	0	-12.891	-12.891
CONSUMO FINAL	0	26.587	4.913	0	0	0	16.809	37.786	11.410	97.504	67.392	4.628	27.705	9.972	6.546	5.164	1.813	10.322	0	68.014	5.506	21.795	15.263	11.592	281	255.994	353.498
CONSUMO FINAL NÃO ENERGÉTICO	0	3.596	0	0	0	0	0	0	0	3.596	0	0	0	0	6.546	8	0	0	0	0	0	965	472	11.592	161	19.744	23.340
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	0	22.991	4.913	0	0	0	16.809	37.786	11.410	93.909	67.392	4.628	27.705	9.972	0	5.156	1.813	10.322	0	68.014	5.506	20.830	14.792	0	119	236.249	330.158
SETOR ENERGÉTICO	0	7.979	0	0	0	0	0	17.502	0	25.481	2.752	397	0	86	0	0	212	0	0	6.965	0	0	4.936	0	0	15.348	40.829
RESIDENCIAL	0	622	0	0	0	0	4.368	0	0	4.990	0	0	0	7.769	0	0	0	0	0	16.959	325	0	0	0	0	25.053	30.043
COMERCIAL	0	353	0	0	0	0	109	0	0	461	7	23	0	600	0	0	0	0	0	12.711	93	0	0	0	0	13.435	13.896
PÚBLICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0	293	0	0	0	0	0	4.178	0	0	0	0	0	4.484	4.484
AGROPECUÁRIO	0	0	0	0	0	0	2.324	0	0	2.324	7.205	35	0	14	0	0	0	0	0	3.293	10	18	0	0	0	10.575	12.899
TRANSPORTES	0	1.834	0	0	0	0	0	0	0	1.834	56.138	1.240	27.705	0	0	5.153	0	0	0	287	0	20.812	0	0	0	111.334	113.168
INDUSTRIAL	0	12.204	4.913	0	0	0	10.009	20.283	11.410	58.819	1.287	2.922	0	1.209	0	3	1.601	10.322	0	23.622	5.078	0	9.856	0	119	56.019	114.838

Table 34 – National Energy Balance in 2024

	PRIMARY ENERGY SOURCES										SECONDARY ENERGY SOURCES																	TOTAL
(10 ⁶ toe)	CRUDE OIL	NATURAL GAS	STEAM COAL	METALLURGICAL COAL	URANIUM UO ₂	HYDRO ENERGY	FIREWOOD	SUGARCANE PRODUCTS	OTHERS	TOTAL	DIESEL FUEL	FUEL OIL	GASOLINE	LPG	NAFTA	KEROSENE	COKE-OVEN GAS	COAL COKE	URANIUM CONTAINED IN UO ₂	ELECTRICITY	CHARCOAL	ETHANOL	OTHERS	NON-ENERGY USE PETROLEUM PRODUCTS	TAR	TOTAL		
PRODUCTION	263.844	52.319	4.089	0	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	509.968	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	509.968	
IMPORTS	7.857	7.347	6.119	11.267	0	0	0	0	0	32.590	10.627	0	2.351	0	3.313	928	0	1.517	0	1.484	0	281	1.722	5.925	0	28.150	60.739	
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	0	0	0	0	
TOTAL SUPPLY	271.701	59.667	10.207	11.267	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	542.558	10.627	0	2.351	0	3.313	928	0	1.517	0	1.484	0	281	1.722	5.925	0	28.150	570.708	
EXPORTS	-141.494	0	0	0	0	0	0	0	0	141.494	-1.166	-9.813	0	-1.386	0	3.459	0	0	0	0	0	-1.227	0	0	0	-17.051	158.546	
NON-USED	0	-1.671	0	0	0	0	0	0	0	-1.671	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.671	
REINJECTION	0	-11.040	0	0	0	0	0	0	0	-11.040	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-11.040	
GROSS DOMESTIC SUPPLY	130.207	52.327	10.207	11.267	6.986	51.786	27.444	68.532	34.967	388.353	9.461	-9.813	2.351	-1.386	3.313	2.531	0	1.517	0	1.484	0	-946	1.722	5.925	0	11.099	399.452	
TOTAL TRANSFORMATION	-130.207	-25.740	-5.294	-11.267	-6.986	-51.786	-10.635	30.747	23.558	290.849	57.931	14.441	25.354	11.357	3.233	7.695	1.813	8.805	0	79.421	5.506	22.741	13.541	5.667	281	257.786	-33.062	
OIL REFINERIES	-130.207	0	0	0	0	0	0	0	-1.658	131.865	54.290	14.694	24.634	6.193	5.868	7.695	0	0	0	0	0	0	13.599	4.794	0	131.767	-98	
NATURAL GAS PROCESSING UNITS	0	-7.759	0	0	0	0	0	0	980	-6.779	0	0	0	4.977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	873	0	5.850	-929	
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	-11.267	0	0	0	0	0	-11.267	0	0	0	0	0	0	2.415	8.805	0	0	0	0	-830	0	281	10.671	-595	
NUCLEAR FUEL PRODUCTION	0	0	0	0	-6.986	0	0	0	0	-6.986	0	0	0	0	0	0	0	0	6.881	0	0	0	0	0	0	6.881	-105	
PUBLIC SERVICE POWER PLANTS	0	-7.838	-5.107	0	0	-51.251	0	-4.978	13.540	-82.713	-5	-26	0	0	0	0	0	0	6.881	71.646	0	0	0	0	0	64.734	-17.979	
SELF-PRODUCTION POWER STATIONS	0	-4.095	-187	0	0	-535	-246	-2.994	-5.717	-13.773	-656	-227	0	0	0	0	-602	0	0	7.775	0	0	-903	0	0	5.387	-8.386	
CHARCOAL POWER PLANTS	0	0	0	0	0	0	-10.389	0	0	-10.389	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.506	0	0	0	0	5.506	-4.883	
DISTILLARIES	0	0	0	0	0	0	0	22.776	0	-22.776	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22.741	0	0	0	22.741	-34	
OTHER TRANSFORMATION ACTIVITIES	0	-678	0	0	0	0	0	0	-3.624	-4.301	4.301	0	719	187	2.635	0	0	0	0	0	0	0	1.676	0	0	4.249	-53	
LOSSES IN DISTRIBUTION AND STORAGE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.891	0	0	0	0	0	-12.891	-12.891	
FINAL CONSUMPTION	0	26.587	4.913	0	0	0	16.809	37.786	11.410	97.504	67.392	4.628	27.705	9.972	6.546	5.164	1.813	10.322	0	68.014	5.506	21.795	15.263	11.592	281	255.994	353.498	
FINAL NON-ENERGY CONSUMPTION	0	3.596	0	0	0	0	0	0	0	3.596	0	0	0	0	6.546	8	0	0	0	0	0	965	472	11.592	161	19.744	23.340	
FINAL ENERGY CONSUMPTION	0	22.991	4.913	0	0	0	16.809	37.786	11.410	93.909	67.392	4.628	27.705	9.972	0	5.156	1.813	10.322	0	68.014	5.506	20.830	14.792	0	119	236.249	330.158	
ENERGY BRANCH	0	7.979	0	0	0	0	0	17.502	0	25.481	2.752	397	0	86	0	0	212	0	0	6.965	0	0	4.936	0	0	15.348	40.829	
HOUSEHOLDS	0	622	0	0	0	0	4.368	0	0	4.990	0	0	0	7.769	0	0	0	0	0	16.959	325	0	0	0	0	25.053	30.043	
SERVICES	0	353	0	0	0	0	109	0	0	461	7	23	0	600	0	0	0	0	0	12.711	93	0	0	0	0	13.435	13.896	
PUBLIC SECTOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0	293	0	0	0	0	0	4.178	0	0	0	0	0	4.484	4.484	
AGRICULTURE AND LIVESTOCK	0	0	0	0	0	0	2.324	0	0	2.324	7.205	35	0	14	0	0	0	0	0	3.293	10	18	0	0	0	10.575	12.899	
TRANSPORT	0	1.834	0	0	0	0	0	0	0	1.834	56.138	1.240	27.705	0	0	5.153	0	0	0	287	0	20.812	0	0	0	111.334	113.168	
INDUSTRY	0	12.204	4.913	0	0	0	10.009	20.283	11.410	58.819	1.287	2.922	0	1.209	0	3	1.601	10.322	0	23.622	5.078	0	9.856	0	119	56.019	114.838	

TABELAS E FIGURAS / TABLES AND FIGURES

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Consumo final energético.....	9
Tabela 2 – Consumo de energia e eficiência energética.....	10
Tabela 3 – Consumo de eletricidade na rede, por classe de consumidor	11
Tabela 4 – Consumo de eletricidade na rede por subsistema.....	11
Tabela 5 – Autoprodução de energia elétrica.....	12
Tabela 6 – Demanda de energia elétrica e PIB.....	12
Tabela 7 – Consumo final de gás natural	14
Tabela 8 – Capacidade instalada por tipo de fonte em 31/12/2014 no SIN.....	18
Tabela 9 – Expansão hidrelétrica.....	23
Tabela 10 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	25
Tabela 11 – Indicação de potência	27
Tabela 12 – Expansão das linhas de transmissão.....	31
Tabela 13 – Expansão do sistema de transformação	31
Tabela 14 – Produção de petróleo por nível de incerteza dos recursos.....	35
Tabela 15 – Produção de petróleo no Pré-Sal.....	35
Tabela 16 – Produção bruta potencial de gás natural por tipo de recursos.....	36
Tabela 17 – Produção bruta potencial de gás natural no Pré-Sal.....	36
Tabela 18 – Produção líquida potencial de gás natural.....	36
Tabela 19 – Excedente de Petróleo.....	37
Tabela 20 – Balanço dos Principais Derivados.....	40
Tabela 21 – Emissões de GEE na produção e no uso de energia	49
Tabela 22 – Intensidade de carbono devido à produção e ao uso da energia.....	50
Tabela 23 – Indicadores da geração hidrelétrica.....	52
Tabela 24 – Indicadores de outras fontes renováveis.....	53
Tabela 25 – Indicadores da transmissão de energia elétrica.....	54
Tabela 26 – Indicadores de E&P de petróleo e gás natural	55
Tabela 27 – Indicadores dos biocombustíveis.....	56
Tabela 28 – Economia e energia.....	57
Tabela 29 – Oferta interna de energia por fonte.....	58
Tabela 30 – Evolução da oferta de energia primária.....	59
Tabela 31 – Oferta de petróleo e derivados	60
Tabela 32 – Investimentos Esperados.....	61
Tabela 33 – Principais resultados da expansão física de infraestrutura de energia.....	62
Tabela 34 – Matriz Energética Nacional em 2024.....	63

List of Tables

Table 1 – Final energy consumption	9
Table 2 – Energy consumption and energy efficiency.....	10
Table 3 – Electric consumption in the national grid by consumer type	11
Table 4 – Electricity consumption in the national grid by electrical subsystem.....	11
Table 5 – Electricity self-production.....	12
Table 6 – Electricity consumption and GDP	12

Table 7 – Natural gas final consumption by region	14
Table 8 – Installed capacity at the national grid in December, 2014	18
Table 9 – Hydropower plant expansion	23
Table 10 – Installed capacity evolution by energy source	25
Table 11 – Indication of Additional Power Capacity to Meet Maximum Demand.....	27
Table 12 – Expansion of transmission lines	31
Table 13 – Expansion of transformation capacity	31
Table 14 – Oil production by resource assessment.....	35
Table 15 – Oil production in the Pre-Salt area	35
Table 16 – Potential natural gas production by resource assessment.....	36
Table 17 – Potential natural gas gross production in the Pre-Salt	36
Table 18 – Potential natural gas net production	36
Table 19 – Oil Surplus	37
Table 20 – Balance of the Main Oil Products.....	40
Table 21 – GHG emissions in the production and use of energy.....	49
Table 22 – Carbon intensity related to the production and use of energy.....	50
Table 23 – Summary of hydropower environmental analysis.....	52
Table 24 – Summary of environmental analysis of other renewables.....	53
Table 25 – Summary of power transmission environmental analysis.....	54
Table 26 – Summary of O&G production environmental analysis.....	55
Table 27 – Summary of biodiesel production environmental analysis.....	56
Table 28 – Economy and energy evolution	57
Table 29 – TPES by Energy Source	58
Table 30 – Energy Demand vs. TPES evolution	59
Table 31 – Oil & oil products: demand and supply	60
Table 32 – PDE 2024: Investment amounts	61
Table 33 – Main results of the infrastructure expansion of energy sector	62
Table 34 – National Energy Balance in 2024	64

Lista de Figuras

Figura 1 – PDE 2024 versus PDE 2023: Carga de energia no SIN.....	13
Figura 2 – Consumo final de gás natural: PDE 2024 x PDE 2023.....	15
Figura 3 – Consumo total de gás natural.....	16
Figura 4 – Representação esquemática das interligações entre subsistemas.....	19
Figura 5 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.....	20
Figura 6 – Acréscimo de capacidade instalada anual por fonte	21
Figura 7 – Evolução da capacidade instalada de hidrelétricas indicativas (MW).....	23
Figura 8 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração	25
Figura 9 – Custo marginal de operação (CMO) por subsistema	26
Figura 10 – Risco de déficit por subsistema	26
Figura 11 – Sistema de Transmissão.....	28
Figura 12 – Interligações regionais.....	29
Figura 13 – Balanço de gás natural na malha integrada.....	42
Figura 14 – Oferta total na malha integrada	43
Figura 15 – Demanda por Etanol.....	44
Figura 16 – Perfil da frota de veículos leves por combustível.....	45
Figura 17 – Quantidade de cana moída	46
Figura 18 – Impactos socioambientais e benefícios socioeconômicos das UHEs.....	51

List of Figures

<i>Figure 1 – Current vs. previous forecast: load in the national grid.....</i>	<i>13</i>
<i>Figure 2 – Final consumption of natural gas: current vs. previous Forecast</i>	<i>15</i>
<i>Figure 3 – Total consumption of natural gas.....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 4 – Configuration of the main regional interconnections in the national grid.....</i>	<i>19</i>
<i>Figure 5 – Evolution of the installed capacity in the national grid.....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 6 – Increase in power capacity by energy source: contracted and planned</i>	<i>21</i>
<i>Figure 7 – Evolution of the Installed Capacity of the Planned UHE in the National Grid.....</i>	<i>23</i>
<i>Figure 8 – Power capacity evolution by energy source.....</i>	<i>25</i>
<i>Figure 9 – Operational marginal cost (CMO) by subsystem</i>	<i>26</i>
<i>Figure 10 – Power shortage risk by subsystem.....</i>	<i>26</i>
<i>Figure 11 – Power transmission system.....</i>	<i>28</i>
<i>Figure 12 – Regional interconnections.....</i>	<i>29</i>
<i>Figure 13 – Balance of natural gas in the integrated pipeline network.....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 14 – Total supply of natural gas in the integrated pipeline network.....</i>	<i>43</i>
<i>Figure 15 – Ethanol demand.....</i>	<i>44</i>
<i>Figure 16 – Light vehicle fleet by fuel type</i>	<i>45</i>
<i>Figure 17 – Amount of crushed sugarcane</i>	<i>46</i>
<i>Figure 18 – Cost-benefit environmental analysis of UHEs</i>	<i>51</i>