

revista brasileira de  
**ENERGIA**



Sociedade Brasileira de  
Planejamento Energético

**EDIÇÃO ESPECIAL I**

**Volume 27, Nº 2, 2º Trimestre de 2021**

**Diagramação**

Kelly Fernanda dos Reis

**Revisão**

Arnaldo Walter e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia  
Vol. 27 - nº 2 - Edição Especial I**

Itajubá, 2021 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter  
169 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

revista brasileira de  
**ENERGIA**

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“Divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

**Editor Responsável**

Arnaldo Walter

**Comitê Editorial**

Alexandre Salem Szklo

Annemarlen Gehrke Castagna

Edmilson Moutinho dos Santos

Helder Queiroz Pinto Junior

Joaquim Seabra

Kamyla Borges da Cunha

Luiz Augusto Horta Nogueira

Sergio Valdir Bajay

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

### **Diretoria da SBPE**

Presidente: Edson da Costa Bortoni

Vice-Presidente: Rubem César Rodrigues Souza

Diretora de Eventos: Juliana Klas

Diretor de Publicações: Arnaldo Walter

Diretor Administrativo: Paula Meyer Soares

### **Conselho Fiscal**

Eduardo Mirko Valenzuela Tundera

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

### **Conselho Consultivo**

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

### **Secretaria Executiva da SBPE**

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: [exec@sbpe.org.br](mailto:exec@sbpe.org.br)

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

**[www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)**

## EDITORIAL

A partir de 2021 a Revista Brasileira de Energia (RBE) publicará, com alguma regularidade, números especiais. Haverá duas categorias: a publicação de edições especiais com autores convidados e, alternativamente, edições com artigos submetidos em resposta a editais que especificarão os temas de interesse.

A Edição Especial I, com autores convidados, está sendo publicada em dois volumes. Este, o primeiro, tem sete artigos, e é registrado como o Volume 27, número 2, na sequência de publicações da RBE. O complemento, também com sete artigos, está sendo publicado simultaneamente, como Volume 27, número 3.

O Comitê Editorial da RBE decidiu que a primeira Edição Especial deveria ser uma publicação voltada à análise do setor energético brasileiro, e de seu planejamento, nos anos 2011-2020 e 2021-2030. O crescimento do PIB nacional foi pífio no período 2011-2020 e os investimentos no setor energético, como em tantas outras áreas, foram comprometidos. Para o período 2021-2030 é possível que a esperada volta do crescimento econômico, de forma sustentada, possa ser comprometida pelos resultados dos últimos dez anos.

O Comitê Editorial definiu os temas e convidou especialistas que tinham condições de abordá-los adequadamente. Foram apresentadas as premissas, mas não foi imposto um roteiro. A questão central foi abordada em todos os artigos mas, claro, com distintos enfoques. E não foi posto o objetivo de se buscar conclusões a partir dos textos submetidos. Fica a sugestão para que os leitores reflitam sobre o passado recente do setor energético brasileiro, bem como sobre os próximos pouco menos de dez anos, e submetam à Revista suas análises. A RBE dará espaço aos desdobramentos da discussão que começa com a publicação, em dois volumes, da Edição Especial I.

Com muito orgulho para a RBE, o primeiro artigo tem a autoria de Jacques Percebois, atualmente Professor Emérito na Université de Montpellier, na França. O Prof. Percebois é uma referência para todos que trabalham com economia de energia, regulação e políticas, e contribuiu com uma reflexão sobre os desafios para os próximos anos, que também ficarão marcados pelo caminho a ser seguido após a crise sanitária que teve início em 2020.

No artigo seguinte, Marcelo Colomer analisa a correlação entre as indústrias energéticas e a economia, com foco ao que tem acontecido nos últimos anos, no Brasil. O autor, na parte final de seu texto, faz reflexões sobre o que pode acontecer na década que recém começou.

No terceiro artigo deste número, Tiago Barral Ferreira e Giovani Machado, ambos da EPE, analisam o contexto atual do planejamento energético, no Brasil, à luz do histórico das últimas décadas, discutem as visões e ações que resultam nos Planos Decenais e nos Planos Nacionais de Energia, e, finalmente, discutem o planejamento no âmbito da chamada transição energética.

Helder Pinto Júnior analisa os desafios da indústria de petróleo, no Brasil, destacando o novo contexto em que há pressões para a redução da produção e do consumo das fontes fósseis de energia. O autor analisa o histórico nacional, marcado pelo protagonismo tecnológico que resultou no aumento das reservas e, em termos relativos, em produção significativa. O autor destaca a necessidade de políticas energéticas que viabilizem os investimentos e o necessário abastecimento.

A contribuição de Hirdan Costa, e coautores, destaca o papel potencial do gás natural no processo de transição energética e, nesse contexto, os autores analisam entraves ainda existentes no âmbito regulatório. Mais a frente, destacam o contexto definido por iniciativas e programas recentemente criados, e concluem que é preciso avançar para que o mercado seja mais competitivo.

Tiago Correia e coautores analisam a evolução do setor elétrico sob o enfoque das reformas regulatórias, e propõem o que chamam de um terceiro movimento para que seja assegurada a garantia de suprimento e o aproveitamento adequado dos recursos para assegurar potência e energia.

Por fim, Nivalde de Castro e coautores também tratam aspectos do setor elétrico, analisando os investimentos na sua expansão, e sobretudo o padrão de financiamento em anos recentes. Na parte final do artigo, os autores analisam as mudanças ocorridas nos últimos anos e perspectivas futuras.

Boa leitura a todos!

Arnaldo Walter

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

# SUMÁRIO

**ENERGY CHALLENGES IN THE POST HEALTH CRISIS PERIOD.....08**

Jacques Percebois

**ECONOMIA E ENERGIA NO BRASIL.....17**

Marcelo Colomer

**O PAPEL DO PLANEJAMENTO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: MAIS LUZ E MENOS CALOR.....40**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira, Giovani Vitória Machado

**DESAFIOS DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO NA PRÓXIMA DÉCADA.....65**

Helder Queiroz Pinto Jr

**GÁS NATURAL: TRANSFORMAÇÕES LEGAIS E PERSPECTIVAS EM RELAÇÃO AOS CENÁRIOS INDICADOS NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....90**

Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Gabriela Passos, Giancarlo Ciola, Fernanda Tomé, Thiago Brito, Edmilson Moutinho dos Santos

**GARANTIA DE SUPRIMENTO NA TERCEIRA REFORMA REGULATÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....110**

Tiago de Barros Correia, Natália Addas Porto, Paulo de Barros Correia

**MUDANÇAS NO PADRÃO DE FINANCIAMENTO NO SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO 2015/2020.....132**

Nivalde de Castro, Nelson Siffert Filho, André Alves, Luiza Masseno Leal

## ENERGY CHALLENGES IN THE POST HEALTH CRISIS PERIOD

Jacques Percebois<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Montpellier University*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.633

### ABSTRACT

The health crisis that the world is experiencing with the Covid-19 virus has not really created new challenges; it has made those we were facing stronger, as it has made us more aware of the need to protect our environment. All countries are seeking to organise an energy transition to a low-carbon society, but not all have the same ambitions, the same constraints or the same means to achieve it. Several challenges need to be addressed.

Keywords: Energy transition; Climate change; Inovations; Technologies; Renewables.

### RESUMO

A crise de saúde que o mundo está enfrentando com o vírus Covid-19 não criou realmente novos desafios; fortaleceu aqueles que enfrentamos e nos tornou mais conscientes da necessidade de proteger o meio ambiente. Todos os países estão procurando organizar uma transição energética para uma sociedade de baixo carbono, mas nem todos têm as mesmas ambições, as mesmas restrições ou os mesmos meios para alcançá-la. Vários desafios precisam ser enfrentados.

Palavras-chave: Transição energética, Mudanças climáticas, Inovações, Tecnologias, Renováveis.

### 1. GIVING A VALUE, AND THEREFORE A PRICE, TO THE CLIMATE

The health crisis has caused global greenhouse gas emissions to fall by 6 to 7% in 2020. This would have to happen every year for 30 years if global warming is to stabilise at around 1.5°C by the end of the century, which seems unrealistic. Failing to reduce global emissions, many countries are announcing that they want to become carbon neutral by 2050. The stock of carbon emitted would stabilise by that date either because emissions would no longer increase or because

new emissions would be captured and stored. Sustainable economic decline is not the answer because economic growth is needed to finance innovation to improve energy efficiency and develop new technologies.

Faced with global warming, two attitudes are possible simultaneously: reducing greenhouse gas emissions and adapting to the consequences of global warming. In both cases, this is costly. If the climate is a *common good*, it has a value and it must be given a price. We must also fight against free riding strategies, which consist of some people doing nothing and relying on others to make the effort. Putting a price on the climate requires accounting for negative externalities in the price of goods and services consumed. Several means are possible: setting emission standards not to be exceeded, introducing a carbon tax or using a carbon market. A carbon tax is probably the most effective means and many countries around the world have already adopted it. It is necessary to tax the carbon directly emitted in the production, transport and consumption of goods, but also to take into account the carbon emitted indirectly via raw materials and imported products, which requires a life-cycle analysis of the products. Many industrialised countries have relocated polluting activities to developing or emerging countries (such as China), which also means relocating carbon emissions.

But in parallel with the taxation of environmental externalities, direct and indirect subsidies to polluting fossil fuels must be stopped. The International Energy Agency (IEA) estimates that the subsidies paid to fossil fuels amounted to 318 billion dollars in 2019 on a global scale, i.e. about 15% of the price paid by the end consumer. These subsidies concern oil products, i.e. fuels (47% of total subsidies), fossil fuels used for electricity production (36%) and also final gas consumption (17%). It is true that these subsidies have been in decline over the last ten years (it was \$506 billion in 2012), but it must be taken into account that the price of oil has fallen over the period (GOULD, 2020). Removing or at least reducing the subsidies granted to fossil fuels is therefore a priority for public policy.

If we want to take into account externalities and evaluate the full costs of fossil fuels, we would also have to take into account the costs linked to carbon emissions and subsidies would then be estimated according to the International Monetary Fund (IMF) at nearly 5,000 billion dollars worldwide (4,700 in 2015 and 5,200 in 2017). These are hidden costs that are not borne by the consumers of these products but by the community. Unsurprisingly, coal comes first with 44% of the hidden subsidies, ahead of oil (41%), gas (10%) and electricity (5%). Fossil energies used as fuel in the production of electricity are accounted for here with each fossil energy; the subsidies granted to electricity therefore concern externalities associated with hydropower, biomass or other forms of electricity. The main countries concerned are, in decreasing

order, China, the United States, Russia, the European Union and India (COADY, 2019).

Implementing a policy of true prices therefore consists as much in abolishing subsidies for fossil fuels as in making people pay for the externalities that these energies generate. This requires a profound change in consumer behaviour and the implementation of more efficient technologies. The health crisis has changed certain behaviours: less air travel, greater use of teleworking, development of local shops. The question is whether or not these changes will be reversible. The health crisis must not be just a bad memory that generates amnesia. It must serve as an indicator and an incentive for reform.

## 2. REPLACE CARBON-BASED ENERGIES WITH DECARBONATED ENERGIES

It is not enough to add decarbonated energies to carbon-based energies to achieve carbon neutrality. The former must be substituted for the latter. But it is not easy for countries with significant coal or hydrocarbon resources to give up exploiting these resources, which are often the main domestic source of energy and the main source of foreign exchange for exports, especially since many oil and gas exporting countries are developing countries that need foreign exchange to modernise. Can India move away from coal to generate electricity? Can Saudi Arabia give up oil as a source of foreign exchange, at least in the medium term?

The announcement made by many hydrocarbon importing countries that they wish in the long term to reduce their oil purchases may have a perverse effect. It is the *green paradox*. Exporting countries that anticipate a drop in oil demand tomorrow may be encouraged to produce more today to turn their stock into cash. This can bring down the price of oil today, thus boosting demand via a *rebound effect*, because for these exporting countries it is better to sell today at a low price an oil that cannot be sold tomorrow for lack of demand. Transforming a stock of oil in the ground into a monetary stock corresponds to the inter-temporal optimum described by Harold Hotelling.

We can also see that certain large oil companies have already begun to exit the oil market and are seeking to diversify into new energies where they will compete more and more with the electricity companies. Such is the case, for example, of the French oil company Total, which has changed its name to TotalEnergies and intends to compete with EDF (Electricité de France) in renewables. Because of the development of electric mobility and the eventual disappearance of the thermal vehicle using petroleum products, oil companies are encouraged to invest in the production or at least the supply of electricity in the same way as the GAFAMs (Google, Apple, Facebook, Amazon, Microsoft).

The growing weight of connected objects is encouraging digital companies to also start supplying electricity.

It has been observed, moreover, that over the last ten years, global investments in the energy transition have been on the increase while those linked to the exploration and production of hydrocarbons have been falling steadily. In 2010, investments in renewable energy amounted to \$235 billion worldwide, and they exceeded \$500 billion in 2020. In 2014 investment in oil exploration peaked at \$880 billion but has been declining steadily since then. It was still at \$540 billion in 2019 but has not exceeded \$380 billion globally in 2020 (IFPEN, 2020). The market capitalisation of the GAFAMs is reaching record highs while that of the oil companies is falling. Some power companies with a strong presence in renewable energy have a stock market value that sometimes exceeds that of the oil multinationals (NextEra Energy for instance). Mergers and acquisitions in the energy world are therefore expected to take place. Oil and digital companies will probably be encouraged to take control of certain electricity companies because for these companies “energy transition” is synonymous with energy diversification. Their core business is changing.

### **3. ENSURING INCREASING FLEXIBILITY OF THE ELECTRICAL SYSTEM**

The massive development of renewable energies will significantly modify the functioning of the electricity sector, in particular that of the wholesale electricity market. There are two types of power plants: the so-called “controllable” power plants which follow the evolution of electricity demand in real time, and the so-called “non-controllable” power plants which produce electricity when there is sun, wind or water in the river, independently of the evolution of demand. Only nuclear power plants, biomass power plants and dams can be considered carbon-free controllable plants. Other controllable power plants (gas, oil or coal-fired) are not decarbonised. Wind and solar power plants are decarbonised but not controllable. In the latter case it is necessary either to adjust the demand for electricity to the supply, using digital applications that allow demand to be erased at certain times, or to store and release electricity.

Electricity can be stored in a number of ways: batteries, hydraulic pumping stations, power-to-gas. Hydrogen is produced by electrolysis of water during off-peak hours when there is excess electricity production and stored to convert it into electricity when demand requires it. All of these systems are still expensive today, but their cost is expected to fall.

In countries where there is a wholesale electricity market as a result of the liberalisation of the electricity sector, power plants are called up not on the basis of the average cost per MWh but on the basis of the marginal cost per MWh. Calling up is done on the basis of variables

costs, i.e. mainly on the basis of fuel costs. This is the logic of the *merit order*, which consists in calling first solar and wind power plants or run-of-river hydropower plants, whose marginal cost is zero, then nuclear power plants, whose marginal cost is low, and finally coal and gas power plants. Sub-marginal power plants recover their fixed costs at peak times when electricity prices are high. But some plants are not present on the market at peak hours and the price per MWh is often insufficient to recover fixed costs. It was therefore necessary to introduce a so-called *capacity market* to finance investments.

The merit order can be modified by taking into account the full cost, i.e. by introducing the externalities linked to the production of the MWh, hour by hour. In the case of fossil fuels, this is already the case when there is a carbon price as in Europe (around 40 euros per tonne of CO<sub>2</sub> in February 2021). For nuclear power, the cost of radioactive waste storage should be taken into account since the volume of waste is proportional to the volume of electricity produced. In the case of renewables, the cost of storage and retrieval of MWh should be taken into account (GRAHAM, 2018; PERCEBOIS, 2019). This would allow the calculation of pivot values on the basis of which the substitution between power plants is made. If the cost of storing renewable electricity is high, a high carbon price is needed for renewables to be called before gas or coal-fired power plants, especially if at the same time the price of gas is low. If the carbon price is high, gas-fired plants will be called before coal-fired plants, even at low coal prices, given the high carbon intensity of the MWh produced from coal.

The search for greater flexibility also involves strengthening electricity transmission and distribution networks. It will be necessary to connect low-powered solar or wind power installations scattered throughout the territory and also to strengthen transnational interconnections. Increasing the weight of intermittent renewables in the electricity mix requires exporting part of its excess electricity when production is high due to sunshine or wind and requires importing more electricity from neighbouring countries during periods of low sunshine or when wind production is insufficient.

The decline in the carbon content of the kWh observed in almost all European countries has been accompanied by a growing dependence on imports, although the profiles are contrasting. This reflects greater exchanges of electricity, partly due to growing interconnections linked to market liberalisation and partly due to the development of intermittent renewables, which require more interdependence due to their fatal nature. It must be possible to export the overflow and import when necessary depending on the availability of wind and sun, or even hydropower.

The European Union as a whole also depends more and more on trade with other non-EU countries (Norway, Switzerland but also

some Central and Eastern European countries including Ukraine). Electricity imports from countries bordering the European Union have increased last ten years and are mainly carbon-based electricity, which deteriorates the Union's carbon balance. These imports now come mainly from Russia (to the Baltic countries) but also from Ukraine and other Balkan countries (Albania, Bosnia, Kosovo, Northern Macedonia, Montenegro and Serbia).

The price to be paid for a reduction in carbon intensity through the development of renewables in almost all European countries is a greater dependence on other countries. This is due to the intermittent nature of renewables, which requires being able to rely on neighbouring countries to manage the balance between electricity supply and demand, at least as long as significant storage capacity is not available. This dependence is also a consequence of the liberalisation of electricity markets, as increasing electricity interconnection should lead to some convergence of electricity prices between EU countries. This has been a reality for wholesale electricity prices on the spot market, but this is far from being the case for the all-inclusive electricity prices paid by final consumers due to the wide disparities in taxation.

The question is to what extent the share of non-pilot renewable sources can be increased, as the expansion of consumption remains limited on the European copper plate at least until a competitive and large-scale storage technology is available.

#### **4. CONCERN ABOUT DEPENDENCE ON STRATEGIC MINERALS**

The concern of oil and gas importing countries has always been to secure their supplies through long-term agreements with their suppliers and diversification of geographical sources. Their main suppliers have been located in the politically unstable Middle East, which explains the concerns. This dependence has been reduced with the decline in the weight of oil in the energy balance, the discovery of oil in many more politically stable regions of the world and the development of shale oil, particularly in the United States. The energy transition to renewable energies risks replacing this dependence with another dependence, that on strategic metals and rare earths. Reserves of lithium, a strategic raw material for the manufacture of batteries, are found mainly in Bolivia, Chile, Argentina, China and Australia. Those of cobalt, a mineral used in the manufacture of batteries, are largely located in Congo. Rare earths, needed in the manufacture of magnets used in electric motors, are now largely produced in China, although reserves are fairly well distributed around the world. Of the top ten companies producing batteries, seven are in China, two in Korea and one in Japan. China's strategy of dumping has largely destroyed the nascent solar industry in

Europe. The European Union now imports almost all the photovoltaic cells it uses, mainly from China.

The search for a certain national sovereignty now involves re-locating, in each of the countries, certain industrial activities that had been located abroad. Europe's dependence on China during the health crisis with regard to pharmaceutical products serves as a bit of a lesson. The countries that seem to be resisting the health crisis best are those with a strong industrial base. The risk is the rise of nationalism and inward-looking attitudes that would jeopardise the development of international trade. The strategic nature of certain energy equipment is no longer in doubt and everyone understands that the recovery of sovereignty requires local production of this equipment.

Rare metals (lead, zinc, copper, nickel, tungsten, but above all cobalt, lithium and palladium) and "rare earths" (17 metallic elements such as lanthanum, cerium or neodymium) are indispensable to the energy transition and the digital revolution, but the problem is that of the concentration of resources and reserves and especially today that of the concentration of production. China alone controls nearly 90% of the production of rare earths. The risk of dependence should not be underestimated, even if the search for new deposits, the recycling of these metals and the development of substitutes are credible solutions in the long term. It is in any case a subject that deserves attention as it is a potential vulnerability factor for some companies and states. Thus the geographical centre of gravity of resource dependence is slowly shifting from the Middle East to Asia (China) and perhaps also Latin America (Chile, Brazil, Argentina). Will the "war of rare metals" replace the war for oil? This is unlikely on a large scale because the stakes are not the same, but the question should not be totally avoided.

## **5. INVESTING IN RESEARCH AND ADDRESSING INEQUALITIES**

It is difficult to anticipate what the world energy balance will be like by 2050 and even more so by 2100. What we do know is that it will be different from what it is today and probably different from what we think it will be at that horizon. What will be the role of hydrogen? We are talking about decarbonated hydrogen, produced from renewable or nuclear sources. Will hydrogen have replaced electricity as a vector, especially for mobility? What will be the role of nuclear power, in particular that of SMR (Small Modular Reactors) and Generation IV? Will nuclear fusion be operational? Will electricity be transported through large interconnected networks linking China to Europe (the famous "electric silk roads") and using ultra-high voltage, or only in small local networks linking multiple self-producers? Or both at the same time? Quantum technologies represent a major digital shift that can completely overturn

the energy sector.

It is today's efforts in academic and applied research that will shape the energy future. These efforts should also make it possible to find solutions for access to electricity for populations that, especially in Africa, still lack it. When we talk about access to electricity, we generally think of interconnection to a network. This is the dominant model that was historically observed in industrialised countries and is also observed today in Asia and Latin America. However, technical progress linked to new digital technologies and the drop in costs observed in the field of renewable energies (solar, wind) now make it possible to envisage electrification based on two coexisting models: that of the "star" and that of the "leopard's spots". In the first case, it is the public sector that develops the network by gradually connecting rural areas from a power plant (often hydraulic but which can be a gas or coal-fired plant), generally installed in or near an urban centre. In the second case, it is the rural consumers themselves who invest in small-scale equipment using photovoltaic panels. All that is then needed is a battery to store some of this electricity. It is the gradual interconnection of these small networks that will eventually lead to the creation of a national grid.

It is not only people in developing countries who have difficulty accessing energy. Poor people in industrialised countries are often in an *energy poverty* situation. The "energy" budget for heating, lighting and mobility is often very high. These populations must also have access to new technologies, particularly in the field of electric (or hydrogen) mobility. The switch to electric vehicles is irremediable and will probably happen fairly quickly once the proportion of those who have made this choice has exceeded a certain threshold (which is difficult to determine, however). The modest and precarious populations must not remain outside this evolution. More generally, we should not add a "clean mobility" divide to the two other divides that are already a reality: the social divide and the digital divide. The poor risk being the main victims of the health crisis. They must not also be the victims of the economic rebound.

## 6. CONCLUSION

"Science discovers, technology applies and the economy adds value", as we are used to say. The evolution of the global energy balance has been shaped by technological breakthroughs. Other major revolutions are expected, such as that of large-scale electricity storage, under conditions of economic profitability. Tomorrow may see the development of large-scale carbon sequestration or controlled nuclear fusion. What's new today with digital technology is that this revolution concerns not only the producer, transporter or distributor of energy but

also, and increasingly, the consumer who will have to manage a growing amount of information to adapt his behaviour to technological developments. All technological progress will be channelled into the fight against global warming, whether through energy efficiency technologies or through technologies to develop low-carbon or carbon-free energy sources. But this progress must benefit as many people as possible and not leave the poorest people on the sidelines, whether in emerging or industrialised countries.

## REFERENCES

COADY, D. et al. Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: an Update Based on Country-Level Estimates, IMF (International Monetary Fund), WP/19/89, 2019.

GOULD, T. et al. Low Fuel Prices provide a Historic Opportunity to Phase-out Fossil Fuel Consumption Subsidies, I.E.A, June, 2020.

GRAHAM, P. Review of alternative methods for extending LCOE to include balancing costs : Towards a method which can be included in the GenCost project. CISRO, Australia: December, 2018.

IFPEN (Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles). Investissements, activités et marchés en exploration-production, note. 2020

PERCEBOIS, J., POMMERET, S. Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: the French case. Energy Policy 135, 111067, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111067>

## ECONOMIA E ENERGIA NO BRASIL

Marcelo Colomer<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.634

### RESUMO

A energia, assim como o capital e o trabalho, deveria configurar entre os principais fatores de produção nos modelos de crescimento econômico. Subestimar a importância dos recursos energéticos como fonte de aumento da produtividade é ignorar o efeito que os setores de energia têm sobre diversas variáveis socioeconômicas. No Brasil, as últimas décadas presenciaram importantes mudanças nas indústrias de eletricidade, petróleo, gás natural e de energias renováveis. Tais mudanças, tiveram impactos não somente na oferta e demanda de energia como também influenciaram outras variáveis econômicas como a formação bruta de capital, o saldo da balança comercial e a arrecadação fiscal do Estado. Nesse contexto, esse artigo se propõe a analisar a correlação existente entre as indústrias de energia e a economia.

Palavras-chave: Crescimento econômico, Desenvolvimento social, Planejamento Energético, Investimentos.

### ABSTRACT

Energy, as well as capital and labor, should be considered one of the main production factors in the models of economic growth. Underestimate the importance of energy resources as a source of productivity is to ignore the effect that the energy sectors have on socioeconomic variables. In Brazil, the last few decades have seen major changes in the electricity, oil, natural gas and renewable energy industries. Such changes impacted not only the supply and demand of energy, but also promoted some important modification in some economic variables. In this context, this paper proposes an analysis of a correlation between the energy industries and the economy.

Keywords: Economic growth, Social development, Energy Planning, Investments.

## 1. INTRODUÇÃO

A falta de um arcabouço teórico capaz de captar todos os efeitos multidimensionais da energia sobre o bem-estar econômico, social e político dos Estados Nacionais explica, em certa medida, as dificuldades da atividade de planejamento energético. O reconhecimento da importância das indústrias energéticas, não somente para a tão defendida segurança de abastecimento, mas também para estruturação de todo um tecido industrial e, conseqüentemente, para a geração de renda e emprego é essencial na avaliação, de forma responsável, do efetivo papel do Estado nesses setores. Papel esse que se mostra ainda mais relevante quando se analisa o impacto da energia em importantes variáveis econômicas como arrecadação fiscal, inflação, balança comercial e custos. Ademais, quando se contrapõe a essencialidade dos recursos energético, tanto para o sistema produtivo quanto para o bem-estar social, com a concentração natural de seus mercados fica ainda mais evidente a importância do Estado na conciliação dos diferentes interesses existentes nessas indústrias.

Dessa forma, como exposto por Pinto Junior (2016), devido às múltiplas interações existentes entre as diferentes dimensões econômicas da energia, as políticas para o setor energético não se esgotam nas intervenções setoriais. Para o autor, as soluções dos problemas relacionados com o abastecimento de energia de uma economia nacional podem ser encontradas na reorganização industrial, nas novas relações internacionais ou na gestão e diversificação das fontes de energia.

Dentro do contexto acima, a análise dos impactos das mudanças ocorridas nas indústrias de energia nos últimos 20 anos sobre algumas importantes variáveis econômicas, como formação bruta de capital fixo, balança comercial e pobreza energética nos ajuda a entender e avaliar os novos caminhos que estão sendo traçados para o setor energético no Brasil. Nesse sentido, esse artigo se propõe, primeiramente, a mostrar a importância de se igualar a energia ao trabalho e o capital como principais fatores de produção determinantes dos ciclos de crescimento econômico. Em um segundo momento, se pretende identificar as principais dimensões econômicas da energia que devem ser levadas em conta quando se analisa o impacto de mudanças na orientação das políticas para os setores energéticos. Por fim, serão analisados os efeitos das mudanças recentes na indústria de energia sobre algumas importantes variáveis econômicas.

## 2. ENERGIA E DESENVOLVIMENTO

Os modelos neoclássicos de desenvolvimento econômico (SOLOW, 1956), (MEADE, 1961) assumem que a trajetória de crescimento do

produto depende basicamente de dois fatores de produção: capital e trabalho. Essa conclusão decorre da própria definição estilizada de produto interno bruto (PIB) que é a soma do total de pagamentos ao capital (juros, dividendos e aluguel) com o total dos pagamentos ao trabalho (salários e remunerações em geral). Uma vez que o custo com energia representa uma pequena fração dos custos totais dos fatores de produção, muitos economistas argumentam que esta não pode ser vista como uma importante fonte de produtividade e, conseqüentemente, como um fator determinante do crescimento econômico (DENISON, 1979).

No entanto, é óbvio que nem o capital nem o trabalho podem funcionar sem energia. Isso é, a produção de alimentos que nutre a força de trabalho depende do uso de energia. As máquinas e os meios de transporte que representam o lado produtivo do capital também dependem de fontes de energia. A comunicação e a informática, tão essenciais para a reprodução do capital financeiro, também dependem de energia. Em suma, apesar do reduzido custo energético quando comparado ao custo total de produção, não haveria crescimento econômico sem energia (DENISON, 1979). Assim, não resta dúvida que os recursos energéticos, ao lado do trabalho e do capital deveriam ser identificados como fatores de produção determinante do ritmo de desenvolvimento econômico das nações.

Existem duas explicações para o negligente tratamento dado aos fatores energéticos pelos economistas neoclássicos. Primeiramente, a importância da energia para o processo de geração de riqueza muitas vezes se esconde em outros fatores de produção, como o trabalho. Os fisiocratas franceses do século XVIII, por exemplo, consideravam a agricultura como a base do desenvolvimento econômico sendo essa uma função da terra e do trabalho (incluindo o trabalho realizado pelos animais). Nesse sentido, a energia do sol e das chuvas embutida na produção agrícola não era contabilizada separadamente, assim como a energia fóssil contida na lenha e no carvão ficava sempre mascarada no trabalho necessário para sua extração ou na renda dos proprietários das minas e dos meios de produção (AYRES; VAN DEN BERGH; LINDENBERGER; WARR, 2013).

A segunda razão para a pouca importância dada pelos modelos econômicos à energia decorre da própria abundância dos recursos energéticos. A ampla disponibilidade de recursos, refletida em preços reduzidos (relativo a outros fatores de produção), em conjunto com a subnotificação dos usos energéticos explica por que os gastos com energia sempre representaram uma pequena parcela dos custos produtivos (AYRES; VAN DEN BERGH; LINDENBERGER; WARR, 2013). Mesmo após a Revolução Industrial, a partir de quando as fontes fósseis (carvão, seguido pelo petróleo e o gás natural) passa-

ram a ser consideradas como um dos principais fatores de produção, a relação energia e crescimento econômico continuou sendo negligenciada nos modelos de desenvolvimento.

Após a crise econômica que se sucedeu ao choque de preço do petróleo na década de 1970, alguns autores Edward & Dale (1974), Allen (1976) e Jorgenson (1978) tentaram estabelecer uma relação quantitativa entre os preços da energia e a redução dos níveis de atividade econômica. Em resposta a essa aparente relação, foi introduzida a ideia de uma nova função de produção (KLEM<sup>1</sup>) que pudesse explicar as crises econômicas decorrentes dos choques de preços da energia. No entanto, a reduzida participação dos custos energéticos sobre o sistema de contas nacionais (4 a 5% nos países da OCDE naquele período) levou ao argumento de que os preços da energia não podiam ter um impacto significativo sobre o PIB (DENISON, 1979).

A crítica feita por Denison (1979), apesar de amplamente aceita, baseia-se em um modelo econômico extremamente simplificado (AYRES; VAN DEN BERGH; LINDENBERGER; LINDENBERGER, 2013). Isto é, uma economia que consiste em muitos pequenos produtores maximizadores de lucro e que produzem um único produto servindo tanto como bem de consumo quanto de capital. No entanto, quando analisamos o impacto dos custos energéticos em uma economia complexa caracterizada por múltiplos produtos, múltiplos fatores de produção e múltiplos setores interconectados, o impacto da escassez de um fator de produção, como a energia, para toda a economia é muito maior do que sua participação no custo total (AYRES; VAN DEN BERGH; LINDENBERGER; LINDENBERGER, 2013). A observação acima não somente ajuda a explicar as crises econômicas que se sucederam às mudanças drásticas na oferta e nos preços das fontes de energia como também exige uma análise multidimensional da importância econômica dos fatores de produção energéticos.

## 2.1 Dimensões econômicas da energia

Segundo Pinto Jr. (2016), a importância da energia para o crescimento econômico decorre das múltiplas interações entre as diferentes dimensões econômicas que envolvem o setor energético. Segundo o autor, pode-se destacar cinco dimensões principais: macroeconômica, microeconômica, tecnológica, geopolítica e ambiental.

Em termos macroeconômicos, os setores de energia desempenham inúmeros papéis. O primeiro deles está associado a intensidade energética do produto. Desde a Revolução Industrial do século XVIII, a relação entre demanda energética e crescimento econômico, ou

---

<sup>1</sup> Capital (K), Trabalho (L), Energia (E) e Materiais (M) (Hudson & Jorgenson, 1974).

melhor, a renda, tornou-se bastante evidente. Esta interação decorre de diversos fatores diretos e indiretos.

Primeiramente, o aumento da atividade econômica, seja através do crescimento do produto industrial, do produto agrícola ou das atividades de serviço, se reflete diretamente em um maior consumo energético. O segundo fator é o aumento da renda familiar decorrente do processo de crescimento econômico que tende a aumentar o consumo de energia no segmento residencial. Esse seria o efeito indireto do processo de desenvolvimento sobre os setores de energia. Níveis de salários mais altos levam, geralmente, a gastos mais elevados em combustíveis automotivos (carros maiores, maior quilometragem rodada, aumento do número de carros por família), viagens (aumento do consumo de combustíveis na aviação e transporte marítimo) e no próprio consumo residencial (aumento do número de aparelhos domésticos).

A identificação do efeito do aumento da renda sobre a demanda de energia é essencial para o planejamento das políticas públicas. A escassez física dos produtos energéticos ou mesmo o aumento dos preços decorrente de eventuais desequilíbrios nos mercados de energia, pode trazer inúmeros problemas macroeconômicos como inflação, déficit no balanço de pagamento e redução nos níveis de atividade econômica.

Nesse contexto, um indicador muito usado pelas instituições de planejamento energético é a relação entre consumo de energia e o PIB. No entanto, embora o acompanhamento da evolução desse índice permita ter uma noção da intensidade energética da estrutura econômica de um país, ele não permite explicar, adequadamente, as grandes diferenças existentes nas estruturas produtivas das diferentes nações.

Para Voigt et al. (2014), mudanças tecnológicas disruptivas tendem a reduzir os níveis de intensidade energética dos países. Para os autores, mudanças na estrutura industrial decorrentes do progresso técnico explicam, em parte, a diminuição da intensidade energética em países como Japão, EUA, Austrália, Taiwan e México. Ademais, o desenvolvimento da informática e, posteriormente, da internet, direcionou o processo de desenvolvimento econômico para os setores de serviços caracterizados pelo menor nível de intensidade energética<sup>1</sup>.

Dentro do contexto acima, a decomposição do indicador de intensidade energética mostra-se essencial para se entender a relação entre energia e desenvolvimento econômico. Três efeitos podem ser identificados no processo de mudança no nível de intensidade energética de um país: efeito estrutura, efeito conteúdo e efeito atividade. Martin (1992) e Pinto Jr. et al. (2016) demonstram que a variação do

---

<sup>1</sup> Quando comparado com o setor industrial.

consumo final de energia irá depender do crescimento econômico (efeito atividade), das mudanças na estrutura produtiva (efeito estrutura) e da evolução do conteúdo energético de cada setor econômico (efeito conteúdo).

Outra importante dimensão macroeconômica está associada a importância dos investimentos em energia para a formação bruta de capital. Isso porque as indústrias de energia, como a do petróleo e gás natural, por exemplo, são altamente intensivas em capital. Mesmo em países não-produtores de petróleo, os investimentos nas demais infraestruturas energéticas como no parque de refino ou na geração, transmissão e distribuição de eletricidade têm impactos significativos na formação bruta de capital.

A terceira dimensão macroeconômica está associada à distribuição desigual dos recursos energéticos (PINTO Jr., 2016). Nesse contexto, o comércio internacional de energia, principalmente de petróleo e gás natural, é de suma importância tanto para os países exportadores quanto para os importadores. Dessa forma, o equilíbrio da balança comercial de muitas nações é muito sensível aos preços internacionais dos energéticos (PINTO Jr., 2016). Esse fato se mostrou particularmente importante na década de 1970, quando o choque no preço do barril de petróleo levou a elevados desequilíbrios nas contas externas de muitos Estados Nacionais.

O impacto do comércio internacional de energia sobre a balança comercial pode trazer consequências indesejadas tanto para nações importadoras, como mencionado acima, quanto para os países exportadores de energia. No caso do segundo grupo, uma redução dos preços internacionais pode levar a uma redução dos saldos na balança comercial exigindo ajustes no balanço de pagamento. Por sua vez, um aumento dos preços pode elevar os saldos positivos no balanço de pagamento criando pressões sobre a valorização cambial. Essa melhoria dos termos de troca, por sua vez, reduz a competitividades dos demais setores industriais exportadores e não exportadores que no limite pode levar a um processo de desindustrialização. Esse efeito é conhecido como “doença holandesa”.

A quarta dimensão macroeconômica da energia está associada a essencialidade dos recursos energéticos. Por fazer parte, em maior ou menor grau, da estrutura de custo de todas as atividades econômicas, variações bruscas nos preços dos recursos energéticos têm efeitos diretos e indiretos sobre a inflação (PINTO Jr., 2016).

Por fim, a arrecadação tributária dos setores de energia tem um elevado peso sobre as finanças públicas, particularmente nos países com elevada produção de petróleo e gás natural. Nesse sentido, a queda sustentada dos preços internacionais pode acarretar sérias dificuldades fiscais para alguns países, comprometendo inclusive os investimentos públicos em obras de infraestrutura e programas sociais.

Em termos microeconômicos, destacam-se o impacto que as energias têm sobre a estrutura de custo das empresas e as especificidades do funcionamento dos mercados energéticos. Como vimos anteriormente, a energia está na base da estrutura de custo de todas as atividades econômicas sendo considerada, muitas vezes, um bem essencial. Nesse sentido, embora exista algum grau de substituição interenergética, a elasticidade preço da demanda por energia é relativamente baixa. Esse fato traz importantes efeitos distributivos uma vez que concede um elevado poder de mercado para os agentes produtores. Ademais, as indústrias de energia tendem a ser bastante concentradas o que torna frequente a adoção de condutas anticompetitivas. Por essas razões que, mesmo em mercados liberalizados, o preço final dos produtos energéticos costuma apresentar algum tipo de intervenção (administração) estatal.

Ainda na dimensão microeconômica, é importante destacar que as indústrias de energia, principalmente as indústrias de gás natural e de eletricidade, possuem segmentos com características de monopólio natural (transporte e distribuição). Nesse sentido, a atuação do governo regulando estas atividades torna-se essencial para conciliar a proteção dos consumidores com os incentivos necessários à expansão dos investimentos nas redes de transporte e distribuição.

A terceira dimensão econômica da energia está associada ao processo de inovação. Segundo (PINTO Jr., 2016), o aproveitamento econômico da energia está vinculado diretamente ao desenvolvimento de novas tecnologias de produção e de utilização das diferentes fontes energéticas. Segundo o autor, o binômio energia-tecnologia é indissociável.

O conteúdo tecnológico dos setores energéticos é um aspecto nem sempre adequadamente valorizado. No caso do petróleo, por exemplo, a sua classificação como setor extrativo mineral e os diferentes ambientes exploratórios (terra, águas rasas, águas profundas, formações não-convencionais) escondem o elevado grau de inovação tecnológica associada a esse energético. No caso brasileiro, os desafios oriundos da expansão da fronteira de produção, primeiro para águas profundas e depois para o pré-sal, fez com que a Petrobras, a partir de seu laboratório de pesquisa (CENPES), se tornasse uma das empresas nacionais com maior número de patentes e inovações no país. Também nas indústrias elétrica e de biocombustíveis as inovações tecnológicas se apresentam como importantes estratégias de expansão das empresas, o que ressalta a relevância das políticas públicas de estímulo a pesquisa e desenvolvimento.

A quarta dimensão econômica da energia diz respeito as complexas e intrincadas relações comerciais e geopolíticas. Segundo Pinto Jr. (2016), não é por acaso que o controle das reservas de petróleo

e gás natural esteve no centro das relações econômicas, políticas e até mesmo militares entre países importadores e exportadores. Mesmo na questão nuclear, pontua o autor, a construção de usinas não consegue se dissociar das questões políticas e militares.

Por fim, e talvez a mais importante atualmente, temos a dimensão ambiental. O avanço das mudanças climáticas e a crescente preocupação com as questões ambientais têm colocado o conceito de transição energética no centro do debate sobre o futuro das indústrias de energia. Associado normalmente a transição para uma matriz energética limpa e sustentável, o conceito de transição energética apresenta um espectro mais amplo de mudanças associadas, quase sempre, ao nível de desenvolvimento econômico e social das nações.

Assim, ao lado da eficiência econômica e da segurança de suprimento, os níveis de emissão e o impacto sobre o meio ambiente passaram a orientar a trajetória de mudança nas matrizes energéticas nacionais. Diferente dos processos anteriores de transição tecnológica, os fatores econômicos não são mais os únicos protagonistas. Se antes os reduzidos custos e a disponibilidade das novas fontes de energia impulsionavam sua expansão na matriz energética, hoje é a contribuição que cada novo energético traz para a redução dos níveis de emissão que direciona as mudanças na composição da demanda energética.

As dimensões econômicas acima apresentadas mostram que os impactos da energia sobre o processo de crescimento e desenvolvimento econômico são tão relevantes quanto os tradicionais fatores de produção (capital e trabalho). Ademais, fica evidente a necessidade de uma análise multidimensional dos efeitos econômicos das indústrias energéticas. Nesse sentido, as políticas públicas em seus diversos níveis e dimensões mostra-se essencial para manter a engrenagem energia/economia bem lubrificada. Na próxima seção iremos analisar, no caso brasileiro, as mudanças ocorridas nos últimos 20 anos na relação economia e energia. Para isso será analisada a evolução de algumas das dimensões acima descritas durante o período supracitado.

### **3. A ENERGIA NO BRASIL NAS DÉCADAS DE 2000 A 2010**

O período recente, que vai de 2000 até os dias de hoje, é marcado por grandes contrastes nos cenários econômico, político e energético brasileiros. Se por um lado a tão desejada autossuficiência na produção de Petróleo se transformou em realidade com as descobertas do pré-sal, por outro, a reorientação política do governo, ocorrida a partir de 2016, vem ensejando profundas mudanças estruturais e patrimoniais nas indústrias de petróleo e eletricidade. Ademais, o acir-

ramento das preocupações ambientais associadas às mudanças climáticas vem incentivando a expansão de fontes de energia renováveis o que, no longo prazo, pode trazer grandes mudanças na estrutura das indústrias de eletricidade, petróleo e gás natural no Brasil.

A mudança no status brasileiro de importador para exportador líquido de Petróleo é o reflexo dos investimentos realizados pela Petrobras e por seus parceiros privados em pesquisa e desenvolvimento ao longo das últimas décadas. Assim como no setor elétrico, os desafios associados à garantia de suprimento fizeram com que a Petrobras, da mesma forma que a Eletrobras, se transformasse em referência internacional. Entre 2008 e 2012, por exemplo, a Petrobras depositou patentes nas áreas química, metalúrgica, de operações de processamento e transporte, de construções fixas e engenharia mecânica, de iluminação e de aquecimento (CAMPOS; DA SILVA; FARIA; AZEVEDO; ERDMANN, 2015). No entanto, segundo Piquet & Pinto Jr. (2018), as oportunidades abertas na indústria de petróleo nacional ainda exigem grandes esforços empresariais, tecnológicos, institucionais e regulatórios para que sejam efetivamente aproveitadas.

No caso do setor elétrico, as crescentes pressões ambientais, até então pouco consideradas na definição da política energética nacional, vêm garantindo espaços crescentes para as fontes renováveis. Dessa forma, verificou-se nas últimas décadas um crescente aumento nos investimentos em energia eólica e, mais recentemente, em energia solar distribuída.

As novas condições de contorno do setor de energia no Brasil trazem grandes desafios para os planejadores de política energética. Tanto no caso do petróleo quanto no caso do setor elétrico, os novos *drivers* exigem sensíveis mudanças no modelo de organização e nas formas de regulação dessas indústrias. Como bem observa (PIQUET; PINTOR Jr., 2018), a “condição de exportador” de petróleo bruto ainda não está dada e precisa ser construída. Ademais, diferente do que possa sugerir a autossuficiência na produção de petróleo, a segurança energética deve continuar sendo o princípio orientador das políticas públicas para o setor de energia. Nesse contexto, a manutenção dos investimentos em exploração e produção, a modernização do parque de refino, a racionalização do uso das rendas petrolíferas, o aproveitamento do gás do pré-sal e a expansão do sistema de transporte de gás natural são elementos de segurança de abastecimento que devem fazer parte das diretrizes de política energética do setor de petróleo e gás natural nos próximos anos (PIQUET; PINTOR Jr., 2018).

No caso do setor elétrico, o crescimento da participação das energias renováveis na matriz elétrica nacional exige, em função do perfil de intermitência das energias solar e eólica, que seja repensado

todo o modelo de operação do sistema integrado nacional. Tais mudanças, no entanto, podem redefinir o tradicional papel desempenhado pelas hidroelétricas no Brasil, assim como deixam em aberto qual será o futuro do gás natural no setor elétrico.

Na primeira seção ficou clara a importância da energia para o desenvolvimento econômico de um país. Nesse sentido, é de se esperar que as mudanças ocorridas nas últimas duas décadas nas indústrias energéticas brasileiras sejam sentidas em alguns importantes indicadores econômicos, como na Formação Bruta de Capital e no saldo da Balança Comercial, por exemplo.

Como já mencionado, as descobertas do pré-sal ensejaram um elevado esforço de investimento por parte da Petrobras e de seus parceiros privados, o que se refletiu diretamente no aumento do capital fixo no Brasil. Em 2009, por exemplo, os investimentos realizados pela Petrobras corresponderam a 11% do total da Formação Bruta de Capital (FBKF) no país, sendo que os investimentos em exploração e produção sozinhos corresponderam a 5% (PETROBRAS, 2017). Entre 2006 e 2014, os investimentos anuais no segmento de E&P realizados pela empresa somaram R\$ 319 bilhões, passando de um montante anual de R\$ 15 bilhões, em 2006, para R\$ 56 bilhões, em 2014 (PETROBRAS, 2017). A Figura 1, elaborada a partir dos dados do IBGE (2020) e Petrobras (2017), mostra a evolução da relação dos investimentos da Petrobras sobre a Formação Bruta de Capital Fixo no Brasil.

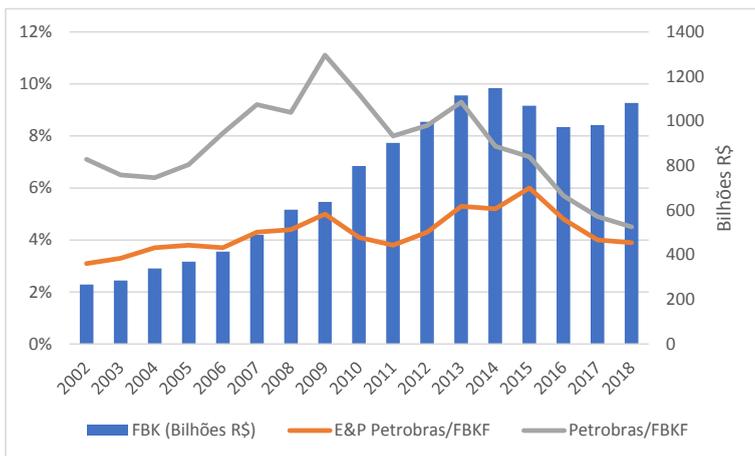


Figura 1 – Participação dos investimentos da Petrobras sobre a formação bruta de capital no Brasil

Como pode ser visto, a partir de 2014 há uma reversão no favorável contexto da indústria brasileira de petróleo. A queda do preço do barril, na segunda metade de 2014, associada as dificuldades de financiamento encontradas pela Petrobras em função da política de preço de combustíveis adotada pela estatal brasileira e dos escândalos de corrupção dentro da empresa comprometeram a manutenção do ritmo de investimento no setor (COLOMER; RODRIGUES, 2017). Assim, em 2014, verificou-se uma queda de 16% nos investimentos da Petrobras que passaram de R\$ 104 bilhões, em 2013, para R\$ 87 bilhões (PETROBRAS, 2017).

É verdade que parte da redução dos investimentos da Petrobras decorreu de uma reorientação da sua estratégia de investimento que passou a ser direcionada para a produção offshore de petróleo e gás natural. Isso explica por que até 2015, há um aumento nos investimentos em E&P enquanto os investimentos totais da empresa se reduzem. No entanto, a partir de 2016, inicia-se um amplo processo de reestruturação patrimonial da Petrobras trazendo impactos, até mesmo, para os investimentos em E&P.

Com a justificativa de recompor financeiramente a estatal brasileira, de forma que esta mantivesse o ritmo de investimentos na área do pré-sal, iniciou-se um agressivo processo de venda de ativos. Assim, ocorreram diversas operações de desinvestimento no segmento de distribuição de combustível e na indústria de gás natural. No setor de refino, avançam as tentativas de privatização de parte do parque refinador da estatal brasileira, embora até a data deste artigo não tenha ocorrido a venda de nenhuma importante refinaria no país.

A estratégia de reestruturação da empresa avançou inclusive para as atividades de E&P, onde a Petrobras vem se desfazendo de campos maduros e com acumulações marginais. O reflexo da nova orientação estratégica do governo brasileiro para a Petrobras pode ser visto na redução acentuada dos investimentos da estatal brasileira, inclusive, como já mencionado, nas atividades de E&P.

A queda na Formação Bruta de Capital Fixo que acompanhou a redução dos investimentos da Petrobras nos anos de 2015 e 2016 mostra o quão importante é a indústria de petróleo na estruturação do produto industrial brasileiro. Além dos impactos sobre a capacidade instalada, a redução dos investimentos da Petrobras tem consequências significativas em toda a economia. A redução da arrecadação fiscal, com consequências devastas para alguns estados e municípios, e o efeito sistêmico sobre o restante da cadeia produtiva do país, visto na redução do emprego e da renda, são alguns exemplos do impacto da redução dos níveis de atividade na indústria de petróleo. Segundo Kupfer (2008), para cada 1 bilhão de reais investido na atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P), têm-se a gera-

ção direta, indireta e induzida de 1,3 bilhão de renda agregada e 37 mil postos de trabalho.

Apesar da redução dos níveis de investimento da Petrobras verificados nos últimos anos, as inversões de capital realizadas entre 2006 e 2014 começam a dar importantes frutos. O aumento da produção na área do pré-sal vem impactando positivamente a balança comercial brasileira. Entre 2000 e 2013, por exemplo, a conta energia<sup>1</sup> representava, em média, 20% do total de importações e 10% do total de exportações no Brasil. A partir de 2014, no entanto, a posição relativa dessa conta no saldo da balança comercial iniciou um processo de reversão. Assim, em 2018, as importações de energia reduziram sua participação no total nacional para 17% enquanto as exportações aumentaram seu peso para 16% do total das exportações brasileira. De fato, em 2018 a conta energia apresentou um superávit de cerca de 6 bilhões de dólares, contribuindo positivamente para o saldo positivo da balança comercial naquele ano (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020).

A reversão do saldo da conta energia deveu-se basicamente ao aumento das exportações líquidas de petróleo. Entre 2000 e 2015, a conta petróleo (que inclui petróleo, produtos petrolíferos e materiais relacionados) apresentou um déficit anual médio de 5 bilhões de dólares. A partir de 2016 há uma mudança nesse perfil de comportamento de forma que em 2018 a conta petróleo apresentou um superávit de 11 bilhões de dólares (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020). Em outros termos, o aumento da produção nacional contribuiu tanto para reduzir as necessidades de importação quanto para a geração de um excedente exportável, o que explica a mudança no saldo da conta energia. A Figura 2, elaborada a partir dos dados do Banco Central do Brasil (2020), mostra a reversão da trajetória do peso das importações e exportações de energia no Brasil.

---

1 Somatório dos saldos comerciais de máquinas e equipamentos para geração de energia, petróleo, produtos petrolíferos e materiais relacionados, carvão, coque e briquetes, gás, natural e manufaturado, energia elétrica e etanol.

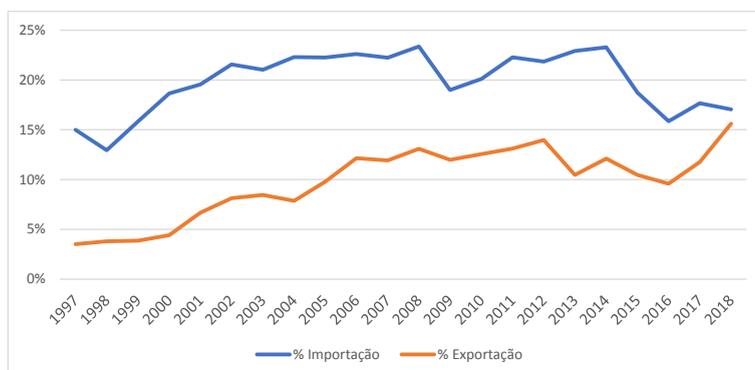


Figura 2 – Peso das importações e exportações da conta energia sobre o total nacional

Como mencionado anteriormente, o petróleo e seus derivados correspondem aos principais itens de importação da conta energia no Brasil. No entanto, é importante destacar o crescimento das importações de gás natural ocorrido entre 2009 e 2015, principalmente na forma de GNL. Isso porque o crescimento da dependência externa em relação ao gás natural, embora não apresente um peso significativo no saldo da balança comercial, expõe algumas características da relação entre a indústria gasífera e de eletricidade no Brasil.

Até o início da década de 2000, o setor elétrico brasileiro se sustentou em seu parque de geração hídrica. Com a crise de abastecimento ocorrida em 2001, ficou claro que a hidroeletricidade sozinha não iria satisfazer a crescente demanda por energia elétrica<sup>1</sup>. A solução encontrada foi o desenvolvimento de uma agressiva política de expansão do parque termoeletrico a gás natural no Brasil.

Inicialmente a ideia era aproveitar o gás proveniente da Bolívia e amplamente acessível após a conclusão das obras do GASBOL. Contudo, rapidamente foi percebido que a demanda potencial do setor elétrico não iria ser plenamente atendida pelo país vizinho. Ademais, restrições na infraestrutura de transporte impediam que o gás boliviano conseguisse chegar às regiões norte e nordeste. Mesmo na região sul do país, atendida pelo GASBOL, as limitações de capacidade de transporte impediam o pleno atendimento das térmicas da região. Tentativas de importação de gás natural da Argentina para a região sul foram feitas, mas sem grandes sucessos.

<sup>1</sup> As restrições ambientais associadas à construção de novas hidroelétricas com grandes reservatórios no Brasil explicam, em parte, as mudanças estruturais ocorridas no setor elétrico a partir de 2000.

Dentro do contexto acima, a solução encontrada foi a instalação de terminais de regaseificação de GNL ao longo da costa brasileira. No entanto, em função do perfil de despacho das térmicas a gás natural, a contratação do GNL no mercado internacional tem se dado com base em contratos de curto prazo. Isto é, em momentos de hidrologia desfavorável, verificam-se importantes aumentos nas importações de GNL, em momentos em que a hidrologia se mostra mais abundante, há uma retração das compras no mercado internacional.

Além dos problemas associados à ociosidade das infraestruturas de transporte, regaseificação e até mesmo de distribuição de gás natural, o modelo de despacho das térmicas a gás no Brasil expõe a balança comercial às volatilidades do mercado internacional de GNL. A Figura 3, elaborada a partir dos dados do Ministério de Minas e Energia - MME (2019), mostra claramente as oscilações ocorridas nos volumes de importação de gás natural decorrentes das variações na demanda do setor termoeletrico.

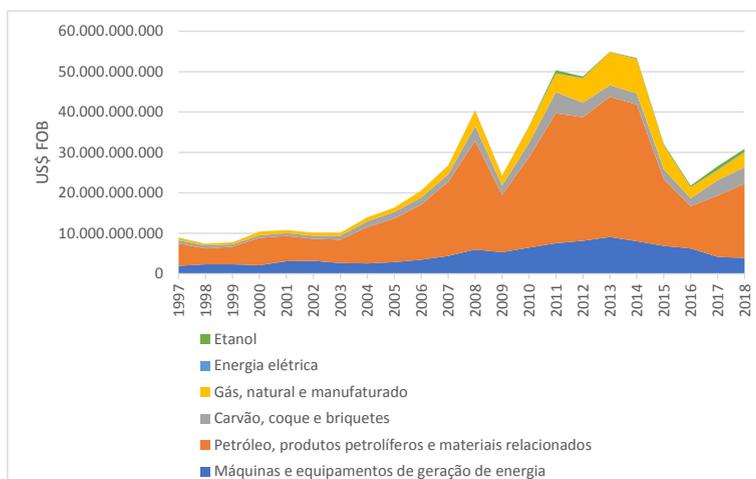


Figura 3 – Composição das importações da conta energia

Outro ponto que merece destaque na análise da balança comercial é o aumento das exportações de máquinas e equipamentos. A partir de 2015, verificou-se um incremento anual no volume de exportações desse item de forma que, em 2018, sua participação no total das exportações da conta energia foi de 18%. A explicação para isso reside no regime aduaneiro especial do setor de petróleo, principalmente nas exportações fictas.

A exportação ficta é caracterizada pela venda de produtos nacionais a empresas sediadas no exterior para serem entregues no Brasil. Essa operação comercial produz todos os efeitos fiscais e cambiais de uma exportação sem que o produto saia efetivamente do país. Em 2018, por exemplo, o resultado da balança comercial foi inflado pela exportação de uma plataforma de petróleo no valor de US\$ 1,53 bilhão que não saiu do território brasileiro, mas foi comprada por subsidiárias brasileiras no exterior e, em seguida, registrada no Brasil como equipamento alugado (EBC, 2020). Na Figura 4, elaborada a partir dos dados do MME (2019), é possível ver como o item máquinas equipamentos aumentou sua participação nas exportações totais da conta energia a partir de 2006.

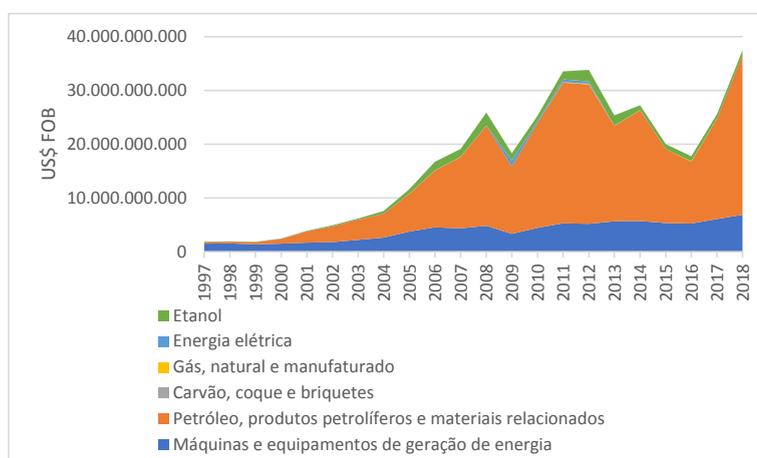


Figura 4 - Composição das exportações da conta energia

A análise da balança comercial brasileira mostra que a conta energia, em particular a conta petróleo, possui uma importante influência no comportamento das contas externas brasileiras. Essa relação já era percebida desde a década de 70, quando o aumento do preço do barril no mercado internacional expôs as fragilidades da dependência externa. Com o aumento na produção de petróleo, decorrente da exploração das reservas do pré-sal, e o aumento das importações de gás natural, a natureza da relação entre a conta energia e a balança comercial vem se alterando nas últimas décadas. A Figura 5, elaborada a partir dos dados do MME (2019), mostra que a reversão do déficit comercial em 2014 tem uma estreita relação com

a melhora no saldo da conta energia, que pode ser explicada pela redução das importações de petróleo e derivados e posteriormente, em 2018, pelo aumento das exportações líquida desses bens.

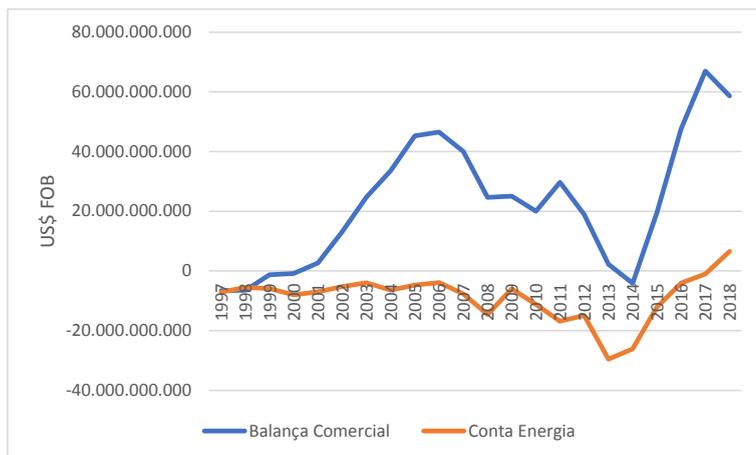


Figura 5 - Saldo balança comercial e conta energia<sup>1</sup>

Outra importante dimensão da energia é o impacto que o acesso às diferentes fontes energéticas tem sobre o bem-estar social. Em geral, tem-se a amplitude do acesso da população às modernas fontes de energia (eletricidade, GLP e gás natural) como uma medida de desenvolvimento socioeconômico. Segundo a IEA (2020), no mundo, cerca de 770 milhões de pessoas ainda não tem acesso a eletricidade e 2,6 bilhões não tem acesso a fontes limpas de cocção. Para a Agência, esses dados mostram o tamanho da pobreza energética ainda existente e direcionam os esforços de política pública.

No Brasil, entre 2004 e 2013, verificou-se um processo de substituição da biomassa pelo GLP no consumo das famílias, de forma que a participação da lenha no consumo final de energia do setor residencial caiu de 38 para 24% (MME, 2019). O GLP, em função da sua facilidade de transporte e do seu elevado poder calorífico, é a principal fonte de energia utilizada no processo de modernização do consumo energético das famílias nos países em desenvolvimento. Diferente do gás natural, que exige elevados investimentos em infraestruturas de movimentação, o GLP pode ser facilmente convertido para sua forma

<sup>1</sup> Somatório dos saldos comerciais de máquinas e equipamentos para geração de energia, petróleo, produtos petrolíferos e materiais relacionados, carvão, coque e briquetes, gás, natural e manufaturado, energia elétrica e etanol.

líquida e envasado em recipientes facilmente transportáveis até os pontos de consumo. É por essa razão que, segundo o Banco Mundial (KOJIMA, 2011), o GLP poder ser visto como um combustível de transição das fontes tradicionais de energia (lenha, biomassa) para o gás natural.

Por ser muito mais eficiente do que a lenha, o aumento do consumo de GLP reduz a intensidade energética no setor residencial. Esse fato pode ser melhor visualizado na redução do consumo per capita de energia para cocção entre 2004 e 2013, como apresentado na Figura 6, elaborada a partir dos dados do MME (2019).

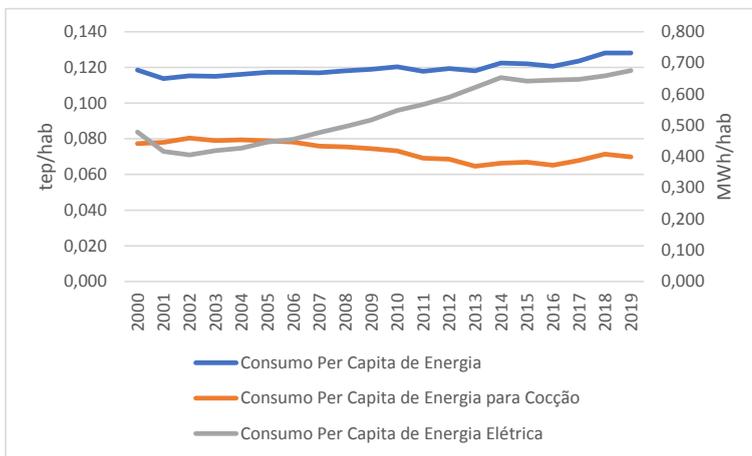


Figura 6 - Consumo de energia per capita no Brasil

O aumento do poder de compra das famílias de baixa renda decorrente das políticas de preços diferenciados e de incentivo ao consumo de GLP é o principal fator que explica o crescimento do consumo do energético no Brasil. Se o crescimento econômico tem efeitos positivos na modernização das fontes de energia utilizadas, a perda do dinamismo da economia e, conseqüentemente, a redução da renda familiar têm o efeito contrário. Assim, a partir de 2015, verificou-se uma reversão na trajetória de substituição da lenha por fontes mais modernas de energia, em grande medida, em função do aumento do preço do GLP e da diminuição da renda real verificada a partir daquele ano.

Na Figura 6, é possível ver como a intensidade energética na atividade de cocção sofre um ligeiro aumento a partir de 2016. Essa reversão na trajetória da curva de consumo per capita de energia deve-se,

em parte, a substituição do GLP pela lenha. O aumento do consumo de lenha pelas famílias é um indicador de aumento da pobreza energética e, conseqüentemente, de redução do bem-estar verificado a partir da segunda metade da década de 2010.

No caso do acesso à eletricidade, vemos que de 2002 até 2013 há um acentuado aumento no consumo per capita de energia elétrica. Esse crescimento decorre tanto das políticas de universalização do acesso à eletricidade quanto do aumento da renda familiar que permitiu a aquisição de um número maior de eletrodomésticos e dispositivos eletrônicos à população de baixa renda. A estagnação econômica e a conseqüente perda de poder aquisitivo da população a partir de 2015, no entanto, reduz o ritmo de crescimento do consumo per capita de energia elétrica que vem se mantendo relativamente estável desde então, como pode ser visto na Figura 6.

Por fim, outra importante dimensão de análise da interação entre economia e energia contemplada nesse estudo é a evolução da intensidade energética do produto interno brasileiro. Entre 2000 e 2019, verificou-se um aumento de cerca de 5% no consumo de energia por produto gerado<sup>1</sup>. Esse pequeno aumento no nível de intensidade energética, contudo, encortina a perda de eficiência em algumas importantes atividades econômicas. No setor de serviço e no setor energético, por exemplo, o aumento do consumo de energia por unidade de produto foi de 13 e 29%, respectivamente. Enquanto no setor agropecuário, a intensidade energética do produto caiu, nesse mesmo período, cerca de 18%. No caso da indústria, verificou-se um aumento de 10% no consumo de energia por produto gerado. É importante destacar que em função do peso da indústria (19%) e do setor de serviço (58%) sobre o PIB brasileiro, qualquer variação na intensidade energética desses dois setores tem efeito significativo sobre o nível de intensidade do PIB nacional. A Figura 7, elaborada a partir dos dados do MME (20019), mostra a evolução da intensidade energética verificada nos principais setores produtivos da economia brasileira.

---

<sup>1</sup> Consumo Final Energético sem Residencial (MME, 2019).

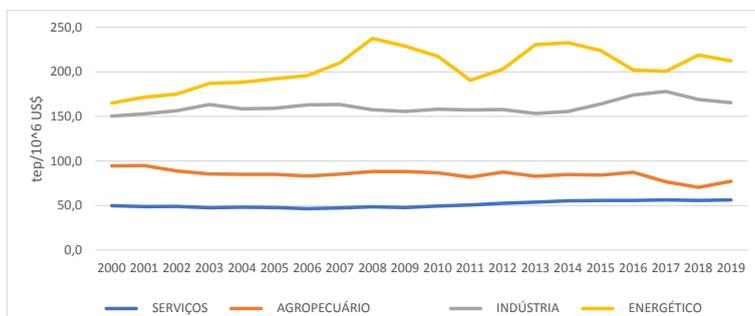


Figura 7 – Brasil: intensidade energética setorial 2000-2019

A importância da contribuição do setor de serviço no aumento da intensidade energética do PIB brasileiro reflete dois importantes aspectos. Primeiramente verificou-se nas últimas duas décadas uma perda relativa da importância da indústria na formação do produto interno bruto (efeito estrutura). O segundo aspecto que chama atenção é o aumento da intensidade energética do próprio setor de serviços (efeito conteúdo).

De fato, entre 2000 e 2019, a indústria veio perdendo participação para os setores agropecuário e de serviço. Só na última década, a participação da indústria no PIB se reduziu 3% enquanto os setores de serviço e agropecuário tiveram um aumento de 1% em suas participações percentuais (MME, 2019).

De certa forma, a mudança na composição do PIB em direção aos setores de serviço e agropecuário tenderia a reduzir a intensidade energética do produto, uma vez que o consumo relativo de energia em ambos os setores é menor do que no setor industrial. No entanto, a queda na participação da indústria verificada nesse período não foi suficiente para compensar o aumento da intensidade energética verificada no setor de serviço. É interessante perceber que o aumento da intensidade energética nesse setor foi puxado tanto pela redução da eficiência no setor de transporte, que viu sua intensidade energética passar de 681 para 811 tep/10<sup>6</sup> US\$ de PIB, quanto no setor de comércio e outros que verificou um aumento de 16% na sua demanda relativa de energia.

A análise dos indicadores de intensidade energética mostra que, diferente dos países desenvolvidos, o aumento da participação do setor de serviço no produto interno bruto não contribuiu para o aumento da eficiência energética. Pelo contrário, o que se verificou na última década foi o aumento do índice de intensidade energética do PIB brasi-

leiro. Esse fato indica que o crescimento verificado no setor de serviço vem sendo puxado por atividades com baixo conteúdo tecnológico e baixo valor agregado. Segundo o IBGE (2020), os serviços profissionais, administrativos e complementares respondem pela maior parcela do pessoal ocupado, da massa salarial e do valor adicionado bruto dentre os segmentos de serviços investigados pela PAS. Em 2018, suas atividades geraram R\$ 319,4 bilhões de valor adicionado (33%) e foram responsáveis por 40% das pessoas ocupadas (5.056.294) e 35% da massa salarial paga no setor (R\$ 124 bilhões). Se somarmos o item “serviços profissionais, administrativos e complementares” com o item “Transportes, serviços auxiliares aos transportes e correio” temos aproximadamente 60% do valor agregado no setor de serviço.

No caso da indústria, o aumento de 10% no nível de intensidade energética foi puxado por uma expressiva redução dos níveis de eficiência nos setores que formam a indústria de transformação no Brasil. Com exceção do setor metalúrgico, que apresentou um ganho de eficiência de 2% entre 2000 e 2019, todos os demais setores industriais<sup>1</sup> desse subgrupo apresentaram aumento no indicador de intensidade energética. Dessa forma, enquanto a indústria extrativa viu sua demanda relativa de energia se reduzir em 40%, a indústria de transformação aumentou sua intensidade energética em 14%, puxada principalmente pela redução da eficiência nas indústrias de alimentos e bebidas, têxtil e de não-metálicos.

#### 4. CONCLUSÃO

Desde 2016, a visão ideológica predominante no governo brasileiro defende uma redução da intervenção do Estado na economia, em especial nos setores de energia que historicamente caracterizaram-se por uma forte presença de empresas estatais. A redução dos investimentos públicos, no entanto, não vem sendo compensada pela expansão do setor privado o que se refletiu claramente na redução das inversões de capital nos setores de energia. Isso vem afetando não somente a formação bruta de capital fixa no Brasil, como também a organização de toda a cadeia produtiva industrial associada aos setores energéticos.

Ademais, os consideráveis avanços ocorridos na redução da pobreza energética nos primeiros  $\frac{3}{4}$  desses últimos 20 anos vem sofrendo alguns retrocessos. A redução da renda familiar e o aumento das desigualdades sociais vem tendo impacto diretamente no perfil do consumo energético do setor residencial. Assim, verifica-se atualmente

---

1 O subgrupo “indústria de transformação” é formado pelas indústrias química, não metálico, siderurgia, papel e celulose, alimentos e bebidas, têxtil e outras.

em algumas cidades brasileiras um retorno gradual das famílias de baixa renda para a lenha. Esse movimento, em função da baixa qualidade da biomassa queimada, tende a aumentar os problemas de saúde, principalmente de mulheres e crianças, trazendo novas pressões para o já pressionado sistema de saúde pública.

Outra importante conclusão que se pode chegar analisando os dados de intensidade energética, é que a economia brasileira está ficando menos eficiente energeticamente. Isso ocorre exatamente em um período em que o mundo discute formas de reduzir os níveis de emissão de carbono para conter o aquecimento global. De certa forma, o aumento da intensidade energética poderia ser justificado por um processo de industrialização tardio, já que em termos relativos o setor industrial possui níveis de intensidade de consumo de energia maiores do que o setor agropecuário. No entanto, o que se tem verificado no Brasil é que a redução da eficiência energética do produto interno bruto decorre de um processo de desindustrialização precoce em direção a um setor de serviço de baixo valor agregado e de uma perda de eficiência nos tradicionais setores industriais.

Dentro do contexto acima, mostra-se premente que sejam repensadas as estratégias de longo prazo do governo brasileiro para o setor de energia. O planejamento energético estruturado e integrado mostra-se de extrema importância para a redução dos impactos das mudanças em curso nas indústrias de energia sobre a economia brasileira e para o aproveitamento racional e sustentável da nossa imensa base de recursos energéticos.

Como destacado pela IEA (2020), os desafios da transição energética não conseguirão ser superados apenas pelo mercado. De fato, a precificação das elevadas externalidades positivas geradas pelas fontes de energia renováveis exige o desenvolvimento de amplas políticas de incentivo que penalizem o uso de energias fósseis e estimulem energias com baixo teor de carbono. Ademais, a mudança na matriz energética em direção às fontes de baixo carbono exige elevados investimentos em infraestrutura e em pesquisa e desenvolvimento que só podem ser coordenados a partir dos Estados Nacionais.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, E. US energy and economic growth, 1975-2010. Oak Ridge TN: Oak Ridge Associated Universities Institute for Energy Analysis. 1976.

AYRES, R. U., VAN DEN BERGH, J. J., LINDENBERGER, D., & WARR, B. The Underestimated Contribution of Energy to Economic Growth. Structural Change and Economic Dynamics. 2013.

AYRES, R.; VAN DEN BERGH, J.; LINDENBERGER, D.; LINDENBERGER, B. The Underestimated Contribution of Energy to Economic Growth. *Structural Change and Economic Dynamics*. 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. SGS - Sistema Gerenciador de Séries Temporais. 2020. Disponível em: BC: <https://www3.bcb.gov.br/sgs-pub/localizarseries/localizarSeries.do?method=prepararTelaLocalizarSeries>

CAMPOS, F. L.; DA SILVA, A. S.; FARIA, T. C.; AZEVEDO, B. M.; ERDMANN, R. H. Inovação e prospecção tecnológica: estudo de caso à Petrobras para período 2008-2012. 2015.

COLOMER, M.; RODRIGUES, N. A Crise na Indústria Petrolífera Brasileira e seus Impactos nos Indicadores Macroeconômicos. *RBE*. 2017.

DENISON, E. F. Accounting for slower growth. Washington DC: Brookings Institution Press, 1979.

EBC. Balança comercial fecha fevereiro com maior superávit para o mês em 30 anos. Disponível em: [agenciabrasil: https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-03/balanca-comercial-fecha-fevereiro-com-maior-superavit-para-o-mes-em-30-anos](https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-03/balanca-comercial-fecha-fevereiro-com-maior-superavit-para-o-mes-em-30-anos). Acesso em: 20 de fev. 2020.

HUDSON, E.; JORGENSON, W. D. US energy policy and economic growth, 1975-2000. *Bell Journal of Economics and Management Science*, 461-514. 1974.

IBGE. PAS. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/servicos/9028-pesquisa-anual-de-servicos.html?edicao=28672&t=destaques>. Acesso em: 19 de fev. 2020.

IEA. World Energy Outlook. Paris: IEA. 2020.

JORGENSON, W. D. The role of energy in the US economy. *National Tax Journal*, 209-220, 1978.

KOJIMA, M. The Role of Liquefied Petroleum Gas in Reducing Energy Poverty. World Bank, 2011.

KUPFER, D. Impactos econômicos da exploração de Petróleo. IPT., 2008.

MARTIN, J. M. *Economie et Politique de l'Énergie*. Paris: Armand Colin, 1992.

MEADE, J. E. *A Neoclassical Theory of Economic Growth*. G.Allen & Unwin Ltd, 1961.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Balanço Energético Nacional. Disponível em: Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/balanco-energetico-nacional>. Acesso em: 2 fev. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Balanço Energético Nacional, 2019.

PETROBRAS. Investimentos. Disponível em: Petrobras: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos>. Acesso em: jul. 2017.

PINTO JR., H. Q. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

PIQUET, R.; PINTOR Jr., H. Q. Transformações em cursos na Indústria Petrolífera Brasileira. Rio de Janeiro: e-papers, 2018.

SOLOW, R. A contribution to the theory of economic growth. *Quarterly Journal of Economics*, 65-94, 1956.

VOIGT, S. et al. Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement? . *Energy Economics*, 47-62, 2014.

## O PAPEL DO PLANEJAMENTO NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: MAIS LUZ E MENOS CALOR

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira<sup>1</sup>  
Giovani Vitória Machado<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Empresa de Pesquisa Energética - EPE*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.635

### RESUMO

A abertura dos mercados de energia iniciada nos anos 90 no Brasil trouxe maior diversidade de agentes, promoveu a desverticalização da organização industrial do setor e possibilitou formas mais descentralizadas de atuação empresarial. Simultaneamente, também houve mudanças importantes na relação do setor energético com a sociedade e com o meio ambiente a partir dos anos 90. Tais condicionantes modificaram os objetivos, os instrumentos e as avaliações do planejamento energético no Brasil. O presente trabalho aborda o papel do planejamento na transição energética. Inicialmente, resgata-se o histórico de mudanças de condicionantes que levaram ao contexto atual do planejamento energético no Brasil e à formação da Empresa de Pesquisa Energética. Em seguida, à luz do conceito de planejamento energético integrado, aborda-se a formalização da estratégia e das táticas registradas no Plano Nacional de Energia 2050 e nos Planos Decenais de Expansão de Energia. Depois, discute-se o planejamento no âmbito da transição energética do Brasil. Finalmente, traçam-se considerações acerca do papel do planejamento no aperfeiçoamento dos desenhos de mercado, na identificação e remoção de barreiras e ineficiências sistêmicas, bem como na formação de consensos para tomada de decisões de investimentos na transição energética.

Palavras-chave: Planejamento energético, Planejamento energético integrado, Transição energética, Desafios e oportunidades, Investimentos.

### ABSTRACT

The opening of the energy markets since the 90s in Brazil brought a broader diversity of agents, promoted the unbundling of the industrial organization of the sector and enabled more decentralized forms of business activities. At the same time, there have also been important changes in the relationship between the energy sector and society and

the environment since the 1990s. These conditions have changed the objectives, instruments and assessments of energy planning in Brazil. The present work addresses the role of planning in the energy transition. Initially, it recollects changes in historical conditions that led to the current context of energy planning in Brazil and the formation of the Energy Research Office. Then, it approaches the strategy and tactics registered in the National Energy Plan 2050 and in the Ten-Year Energy Expansion Plans in the light of the concept of integrated energy planning. Then, it discusses Brazil's planning under energy transition. Finally, it takes considerations about the role of planning in improving market designs, in identifying and removing systemic barriers and inefficiencies, as well as in the formation of consensus for making investment decisions in the energy transition.

Keywords: Energy planning, Integrated energy planning, Energy transition, Challenges and opportunities, Investments.

## 1. INTRODUÇÃO

O setor energético é complexo, envolvendo múltiplas instituições e atores, privados e públicos, e aspectos econômicos, sociais, ambientais, geopolíticos e tecnológicos. Nesse sentido, uma robusta governança institucional, bem como transparência e previsibilidade, com fundamento em referências e estudos tecnicamente sólidos, e escolhas sociopolíticas informadas, são elementos-chaves para a credibilidade do setor energético e a confiança requerida para a tomada de decisão de investimentos. Ademais, a formulação de políticas energéticas consistentes é determinante no alcance de um custo de energia “estruturalmente” competitivo, de acordo com a capacidade de pagamento dos consumidores e com a internalização dos custos das externalidades socioambientais.

O processo de reestruturação e abertura competitiva do setor energético ocorreu não apenas no Brasil (BORENSTEIN e BUSHNELL, 2000; AL-SUNAYDI e GREEN, 2006; JAMASB, 2006). Tais reformas buscaram combater distorções de mercado, falhas de governo e ineficiências econômicas por meio da implementação de um modelo competitivo e orientado para o mercado, desverticalizando empresas (*unbundling*) para remover barreiras à competição e à inovação. Com a reestruturação e a abertura, alterou-se o paradigma anterior calcado, em boa medida, em empresas verticalmente integradas e, em muitos casos, com forte participação estatal, sem os adequados mecanismos econômicos e sociais de contestação de tomada de decisões.

Obviamente, alterações no arcabouço institucional, legal e regulatório, bem como na estrutura socioeconômica, no padrão tecnológico e nas relações da sociedade com o meio ambiente, afetam o

próprio planejamento energético, seus objetivos, instrumentos e avaliações. O planejamento energético em um contexto de concentração em torno de poucos agentes de mercado, com organização industrial verticalizada, tem objetivos e instrumentos distintos daqueles em um mercado competitivo aberto, com maior diversidade de agentes e organização industrial desverticalizada e descentralizada.

O presente trabalho aborda o papel do planejamento na transição energética. Para tal, esse artigo é dividido em quatro seções principais, além dessa introdução. Inicialmente, resgata-se o histórico de mudanças de condicionantes que levaram ao contexto atual do planejamento energético no Brasil e à formação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Em seguida, à luz do conceito de planejamento energético integrado, aborda-se a formalização da estratégia e das táticas registradas no Plano Nacional de Energia 2050 e nos Planos Decenais de Expansão de Energia. Depois, discute-se o planejamento no âmbito da transição energética do Brasil. Finalmente, traçam-se considerações acerca do papel do planejamento no aperfeiçoamento dos desenhos de mercado, na identificação e remoção de barreiras e ineficiências sistêmicas, bem como na formação de consensos para tomada de decisões de investimentos na transição energética.

## **2. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, CONSOLIDAÇÃO E ABERTURA DE MERCADO NO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO E A EPE**

O planejamento energético não pode ser visto de forma dissociada do arcabouço institucional, legal e regulatório no qual é realizado. Ao contrário, seus objetivos, instrumentos e avaliações são alterados pelas condições concretas na qual o planejamento é realizado. Nesse sentido, cabe resgatar, a seguir, os condicionantes que levaram ao contexto atual do planejamento energético e da formação da EPE.

Nos anos 30 e 40, no âmbito de transformações econômicas e sociopolíticas amplas e de reorganização do Estado brasileiro, tomou forma a construção de um arcabouço institucional, legal e regulatório do setor energético compatível com o processo de industrialização e urbanização do país que se iniciava (DRAIBE, 1985; LEITE, 2007). Nesse período, foram estabelecidos: o Instituto do Açúcar e do Alcool (1933 – extinto em 1990), Código de Águas (1934), Código de Minas (1934), Departamento Nacional da Produção Mineral (1934 – incorporou o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil), Conselho Nacional do Petróleo (1938), Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (1939) e Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF (1945).

Nesse período, décadas de 30 e 40, houve considerável controvérsia em relação à adequação do arcabouço institucional, legal e regulatório e com o papel de empresas estrangeiras no setor energéti-

co. Light (*Brazilian Traction, Light and Power Company*) e Anforp (*American & Foreign Power Company*) concentravam os serviços de distribuição de eletricidade nas capitais e principais cidades e mais da metade da capacidade instalada de geração elétrica no país. As grandes empresas de petróleo estrangeiras concentravam-se no comércio de combustíveis e não demonstravam disposição investimentos diante do desconhecimento das bacias sedimentares e dos riscos das atividades de exploração e produção e de refino. Difundiu-se a visão de que as empresas estrangeiras não investiam o suficiente e que, com isso, não estavam atendendo as necessidades de energia para a industrialização do Brasil, sendo necessária a intervenção direta do Estado no setor energético (DRAIBE, 1985; LEITE, 2007; PINTO Jr., 2007).

A consolidação do novo arcabouço, contudo, só ocorreu nas décadas de 50, 60 e 70 (início), com a criação das estatais verticalmente integradas e do Ministério de Minas e Energia (DRAIBE, 1985; LEITE, 2007; PINTO Jr., 2007). Nesse período, foram estabelecidas: Petrobras (1953), Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN (1956), Furnas (1957), Ministério de Minas e Energia (1960), Eletrobras (1961), Eletrosul (1968), CPRM (1970), Companhia Brasileira de Tecnologia Nuclear – CBTN (1971 – transformada em Nuclebrás em 1974 e extinta em 1989), Eletronorte (1972), Itaipu Binacional (1974) e Nuclep (1975). Também datam dessa época as estatais elétricas estaduais como a CEEE (1943), a Cemig (1952), Uselpa (1953), Copel (1954), Cesp (1966 – que incorporou a Uselpa e outras empresas de São Paulo), entre outras.

Deve-se destacar também, nessa fase inicial, o papel de missões técnicas internacionais para levantamento de potenciais de recursos (Missão Cooke em 1942, Missão Abbink em 1948, Comissão Mista Brasil-EUA em 1950 e Consórcio Cananbra em 1962<sup>1</sup>), e de planos, programas e projetos de segmentos específicos como, por exemplo, o Plano Nacional do Carvão (1953), o Plano de Nacional de Eletrificação (1954), o Projeto Reconhecimento Global da Margem Continental Brasileira – Remac (1972), o Plano de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1990 – Plano 1990 (1974) e o Programa Nacional do Alcool – Proácool (1975), o Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1992 – Plano 1992 (1977), o Plano Nacional de Atendimento aos Requisitos de Energia Elétrica até 1995 – Plano 1995 (1979) e o Programa de Conservação de Energia no Setor Industrial – CONSERVE (1981).

Com base nesse arcabouço institucional, legal e regulatório no Brasil, estruturou-se uma lógica de planejamento essencialmente definida no âmbito de empresas estatais com integração vertical, sob co-

1 O Consórcio CANAMBRA (Canadian, American, Brazilian Engineering Consultant Limited) foi responsável pela elaboração do primeiro plano de expansão de longo prazo e pelo primeiro estudo integrado de potenciais hidrelétrico (SE e S).

ordenação do governo federal. Tanto no setor elétrico quanto no setor petrolífero foram identificadas vantagens de estratégias empresariais que tratavam, progressivamente, os mercados regionais de formas mais integradas, buscando economias logísticas e de custos do atendimento das demandas energéticas do país. Em um contexto de mercados concentrados, com empresas estatais verticalmente integradas, o planejamento energético nacional se confundia com o planejamento setorial das empresas estatais, simplificando e hierarquizando o processo de implementação de diretrizes governamentais, a formação de consensos e a tomada de decisão de investimentos.

No entanto, o próprio conceito de planejamento energético alcança outro estágio em todo o mundo no que tange à visão de integração de mercados a partir dos choques do petróleo nos anos 70, conforme Figura 1, elaborada a partir de APDC (1985). Reforça-se a necessidade de abordagem sistêmica do setor energético a fim de, a partir de cenários econômicos, identificar alternativas de substituição de petróleo e seus derivados, potenciais de ganhos de eficiência energética, potenciais de desenvolvimento e inserção de novas fontes e tecnologias no setor energético. Ademais, aspectos relacionados aos impactos ambientais do setor energético passam a ser incorporados nessa época também – a Conferência de Estocolmo da ONU, por exemplo, que tratou da degradação ambiental, ocorreu em 1972.

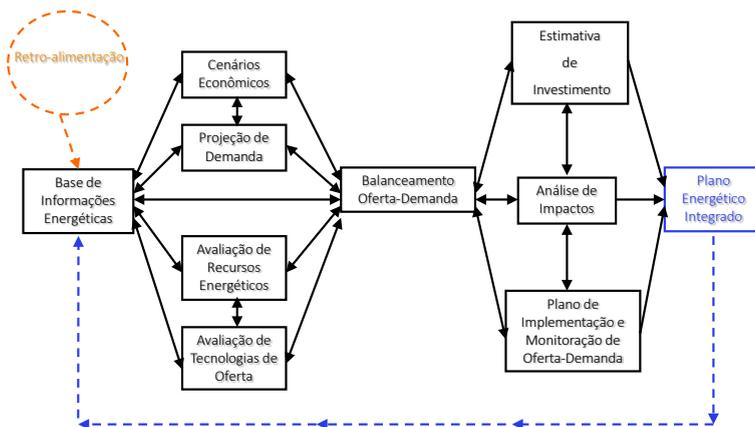


Figura 1 - Processo de Planejamento Energético Integrado

Os balanços energéticos também foram disseminados no mundo nesse contexto, como instrumentos de consolidação de informações energéticas para os estudos relacionados ao planejamento ener-

gético nacional, bem como base de pesquisa para estudos setoriais, modelagem energética, monitoramento de políticas e projeções de matriz energética.

Assim, os diferentes segmentos energéticos passaram a ser tratados de maneira integrada; fossem em um modelo integrado, fossem com a integração de modelos ou módulos por segmento de mercado (JANNUZZI e SWISHER, 1997). Surgem, a partir dos anos 70, programas de pós-graduação *stricto sensu* em diversos países do mundo com foco em planejamento energético, inclusive no Brasil (CO-PPE/UFRJ, USP e UNICAMP).

A Agência Internacional de Energia – IEA também foi criada nessa época, a partir do *Agreement on an International Energy Program*, em 1974, com mandato amplo em segurança energética e cooperação em política energética<sup>1</sup>. A *Federal Energy Administration*, nos EUA, também data de 1974, que, posteriormente, em 1977, dá origem ao *Energy Information Administration* – EIA, como instituição autônoma do Departamento de Energia dos EUA, com atribuições de coletar, analisar e disseminar informações energéticas, de maneira independente e imparcial, para promover base para formulação de política, mercados eficientes e entendimento do público em geral sobre as interações entre energia, economia e meio ambiente, inclusive modelagem e projeções energéticas de curto, médio e longo prazos<sup>2</sup>. Instituições governamentais com foco em planejamento energético foram criadas em vários países do mundo.

No Brasil, esse processo de integração para o setor energético era realizado em comissões ou grupos de trabalho instituídos pelo MME, com a participação das equipes de órgãos vinculados e consultores contratados: Matriz Energética Brasileira (1973), Modelo Energético Brasileiro (1979), Programa de Mobilização Energética (1980), Reexame da Matriz Energética Nacional (1991), Projeção da Matriz Energética Nacional - CT3/CNPE (2001) e Planejamento do Suprimento do Setor Energético – CT2/CNPE (2002). Não havia regularidade definida no tempo e abordagem de projeção estabelecida.

O planejamento energético nacional ficava mais associado às cadeias energéticas do petróleo e da eletricidade, nos planos da Petrobras e da Eletrobras, ainda que nem sempre de forma transparente e regular (LEITE, 2007). Ajustes e integrações eventuais ocorriam no próprio processo de trabalho pelo governo federal, como mencionado. Merece destaque, contudo, a criação no setor elétrico, por meio da Portaria MME nº 1.617, de 23/11/1982, do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, que tinha por finalidade estudos de alternativas, avaliações e proposições que assegurassem

1 Para detalhes, vide: <https://www.iea.org/about/history>

2 Para detalhes, vide: [https://www.eia.gov/about/legislative\\_timeline.php](https://www.eia.gov/about/legislative_timeline.php).

sua compatibilidade com a política energética nacional<sup>1</sup>.

A lógica de planejamento energético associado ao planejamento das empresas estatais, entretanto, foi afetada, nos anos 80 e 90, pela crise fiscal do Estado brasileiro e pelo surgimento internacional de novos arcabouços institucional, legal e regulatório que favoreciam a inserção de inovações tecnológicas e modelos de negócios em ambientes de mercado abertos e competitivos, com a desverticalização (*unbundling*) das indústrias de rede (BORENSTEIN e BUSHNELL, 2000; AL-SUNAILY e GREEN, 2006; JAMASB, 2006; PINTO Jr., 2007; TOLMASQUIM, 2011; TOLMASQUIM E PINTO Jr., 2011).

A Emenda Constitucional nº 9/1995 flexibilizou o exercício do monopólio da União no setor de petróleo e gás natural, enquanto a Lei nº 9.478/1997 estabeleceu o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural – ANP (Biocombustível foi incorporado pela Lei nº 11.097/2005) e definiu as diretrizes para a abertura do mercado de petróleo e gás natural. A abertura da indústria do gás natural ainda foi aprofundada pela Lei nº 11.909/2009 e, recentemente, pela Lei nº 14.134/2021, Nova Lei do Gás. Assim, as atividades da indústria de O&G foram incorporando, progressivamente, mais agentes nacionais e estrangeiros.

No setor elétrico, a reestruturação e a abertura envolveu um processo com diversas etapas, como, inicialmente, a definição do novo marco de concessão dos serviços públicos (Lei nº 8.987/1995), a instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei nº 9.421/1996), a definição da abertura do setor elétrico e sua desverticalização, separando as partes competitivas (geração e comercialização) das partes em monopólio natural (transmissão e distribuição) na cadeia de valor da eletricidade (Lei nº 9.648/1998 e sua regulamentação no Decreto nº 2.655/1998).

Nesse processo de abertura, também foram estabelecidos, pela mesma lei (Lei nº 9.648/1998), o Mercado Atacadista de Energia – MAE (extinto e sucedido em 2004 pela CCEE) e o Operador Nacional do Sistema – ONS<sup>2</sup>, que permitiriam a separação das transações comerciais e físicas da eletricidade. Há também a separação dos consumidores em cativos e livres (autorizados a escolher seus fornecedores).

Originalmente, a proposta de redesenho institucional, legal e regulatório apresentada pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétri-

1 Em continuidade ao projeto Canambra, foram constituídos grupos permanentes de estudo e planejamento, ainda informais em Furnas e, depois, na Diretoria de Planejamento e Engenharia da Eletrobras (LEITE, 2007). Esses foram os núcleos para a criação do GCPS, em desenho mais robusto institucionalmente.

2 O ONS foi instituído como pessoa jurídica de direito privado, sucedendo o Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI e o Comitê Coordenador da Operação Interligada Norte/Nordeste – CCON, estruturas da Eletrobras para a operação do sistema elétrico, que foram extintos (LEITE, 2007).

co Brasileiro – RE-SEB, iniciado em 1996, operacionalizado pela Copers & Lybrands, propunha a criação do Instituto para o Desenvolvimento do Setor Elétrico (IDSE), o qual seria dedicado aos trabalhos técnicos de planejamento em suporte ao MME e ao CNPE. Todavia, em 1999, o governo federal optou pela criação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, organizado na forma de comitês com a participação de diversos agentes, sobretudo a Eletrobras. A implementação do CNPE e do CCPE demoraram a ocorrer, pois o monitoramento e o planejamento eram vistos como funções secundárias no modelo (PINTO Jr., 2007; LEITE, 2007; TOLMASQUIM, 2011).

A primeira fase da abertura descentralizou o processo de tomada de decisões, mas negligenciou a importância da coordenação interinstitucional (PINTO Jr., 2007). Essa conta foi cobrada na crise do racionamento 2001, embora não tenha sido a única causa<sup>1</sup>, como fora reconhecido por diversos especialistas e que retardou o próprio processo de reestruturação e abertura do setor elétrico (PIRES et al., 2002; PINTO JR., 2007; LEITE, 2007; TOLMASQUIM, 2011). Esse fato foi reforçado em uma complementação do projeto do RE-SEB (RE-SEB-COM) e pela Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001)<sup>2</sup>, no chamado Relatório Kelman, que avaliou as causas estruturais e conjunturais que provocaram a crise elétrica de 2001.

O Novo Modelo do Setor Elétrico, implementado a partir de 2004, provocou algumas alterações em relação às reformas iniciadas na década anterior, aperfeiçoando a abertura do mercado e a competição na geração e na comercialização de energia elétrica. A nova reforma buscou criar condições para garantia de suprimento e redução de riscos de racionamento (PINTO Jr., 2007), aproveitando as lições tiradas da crise do racionamento e de seu diagnóstico (TOLMASQUIM, 2011).

O novo desenho do setor elétrico criou dois ambientes de contratação, o regulado (ACR) e o livre (ACL), instituiu os leilões de contratação de energia existente e nova e criou instituições para reforçar a governança, o monitoramento e o planejamento setorial (PINTO Jr., 2007; BAJAY, 2006; LEITE, 2007; TOLMASQUIM, 2011). Assim, além de CNPE, MME, ANEEL e ONS, a governança do setor elétrico foi complementada pela instituição da Câmara de Comercialização de Ener-

---

1 PIRES et al (2002) resumem as causas do racionamento em: a) esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960; b) falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o modelo privado; c) problemas contratuais e regulatórios; e d) falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

2 A Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (2001) apontou diversas causas para a crise que determinou a decretação de racionamento, dentre as quais a inexistência, na ocasião, de “lei estabelecendo a responsabilidade pelo planejamento de expansão do Setor Elétrico” em um setor que estava passando por profundas reformulações.

gia Elétrica – CCEE (Lei nº 10.848/2004) – que sucedeu o MAE, extinto –, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (Lei nº 10.848/2004) e da EPE (Lei nº 10.847/2004).

A EPE tem por finalidade realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético em seus diferentes segmentos, inclusive a eficiência energética - vide Lei nº 10.847/2004. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE, conforme a lei, subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME, no âmbito da Política Energética Nacional (instituída pela Lei nº 9.478/1997).

Assim, a crise do racionamento de energia elétrica de 2001 apenas reforçou a relevância e a urgência de se criar uma instituição para lidar com estudos de planejamento de longo prazo e estruturar, com transparência, a coordenação de informações e ações entre diferentes agentes setoriais. A criação da EPE, efetivada em 2004, endereçou soluções defendidas pelo próprio setor elétrico como necessárias para assegurar os investimentos voltados para a expansão e a modernização do setor elétrico, imprescindíveis à sustentabilidade do crescimento econômico e social do país. Além disso, a EPE não só foi concebida para preencher as lacunas deixadas na função dos estudos do planejamento indicativo do setor elétrico, mas também para abarcar todo o setor energético, de forma a viabilizar um planejamento efetivamente integrado no Brasil.

### **3. PLANEJAMENTO ENERGÉTICO INTEGRADO: ESTRATÉGIA E TÁTICA**

A redução da escassez e da assimetria de informações no mercado modera os custos de transação para tomada de decisão por governantes, investidores, consumidores e sociedade, retirando barreiras à entrada de novos agentes econômicos e internalizando externalidades ambientais, favorecendo a eficiência alocativa e promovendo o desenvolvimento sustentável. Por sua característica de bem público, uma vez disponível, a informação não tem custo marginal para seu uso adicional e, por isso, sua oferta pública traz um significativo benefício social para a economia como um todo (STIGLITZ, 2017).

Por isso, diversos governos asseguram a provisão de informação e dados abertos, pois esse custo é recuperado, muitas vezes, não só pelo aumento da eficiência da formulação de política pública, mas também, e sobretudo, pela geração de negócios privados que induzem arrecadação tributária ao longo da cadeia produtiva (PIRA, 2000; MCKINSEY, 2013; EUROPEAN UNION, 2015). A título de ilustração Pira (2000) estimou um retorno sobre investimento (ROI) de 7 vezes para a Europa e 39 vezes para os EUA para dados abertos em geral, enquanto McKinsey (2013) estimou o potencial de valor de dados a-

bertos nos setores elétrico e de O&G nos EUA de, respectivamente, US\$ 340-580 bilhões e US\$ 240-510 bilhões, ambos por ano.

Por conseguinte, a abertura competitiva dos mercados de energia no mundo não prescindiu de uma atividade organizada de planejamento setorial. Essa atividade é bastante valorizada em ambientes altamente competitivos e abertos porque informação é elemento essencial para garantir a melhor alocação de recursos e é indispensável na tomada de decisão dos agentes e da sociedade. Em condições ideais, informações dessa natureza deveriam estar disponíveis, acessíveis e com baixo ou nenhum custo de obtenção para todos os agentes do mercado.

Como destacado na exposição de motivos da Lei nº 10.847/2004, para potencializar a qualidade da informação em energia é preciso uma abordagem integrada do planejamento energético, de modo a conciliar, estrategicamente, pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos energéticos, dentro de uma política nacional unificada e ajustada às diretrizes de governo e às necessidades do País. Também é preciso garantir credibilidade, representatividade e transparência às ações envolvidas nesses processos.

Para atender a esses princípios de planejamento energético integrado, a competência legal da EPE abrangeu diversas atividades, entre as quais:

- elaboração de estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- elaboração do balanço energético nacional;
- identificação e quantificação dos potenciais de recursos energéticos;
- determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- obtenção da licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica;
- elaboração dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- elaboração de estudos para dar suporte ao gerenciamento da reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à autossuficiência sustentável;
- elaboração de estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- elaboração de estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, inclusive, de eficiência energética.

Foi estabelecido que a EPE é gerida por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e por uma Diretoria Executiva, e na sua composição contará ainda com um Conselho Fiscal e um Conselho Consultivo – CONCEPE, que formaliza a interação da empresa com representantes do setor energético do país<sup>1</sup>. Além dessa relação legal e estatutária, a atuação da EPE requer articulação com diversos órgãos e instituições, tanto para coletar informações quanto para discutir premissas e para contribuir para a formação de consensos. Nesse sentido, a EPE empreende, no âmbito setorial, estreita articulação com o MME, com as agências reguladoras – ANEEL, ANP e ANA<sup>2</sup>, com o ONS e a CCEE. A EPE também interage com associações setoriais, empresas, partes interessadas em geral e a sociedade, inclusive a academia, buscando contribuir para a redução de assimetrias de informação e formação de consensos.

A EPE tem assento em fóruns do setor energético, como o CNPE, o CMSE, Comitê de Abastecimento de Etanol – CMAE, Comitê de Abastecimento de Biodiesel – CMAB, Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural – CMGN e Grupo Coordenador de Conservação de Energia – GCCE, bem como participa do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico – CIM e da Comissão Permanente para Análise de Metodologia e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP.

Os estudos e pesquisas da EPE, bem como suas interações com instituições governamentais, com o mercado e com a sociedade são consolidados nos planos setoriais, em particular, no Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE e no Plano Nacional de Energia – PNE, os quais integram diversos estudos e pesquisas realizadas pela empresa.

Elaborado anualmente, o PDE contém projeções, análises prospectivas, balanço estrutural de oferta e demanda, riscos de suprimento e cenários de investimento para o horizonte de longo prazo, de forma integrada e indicativa. O PDE é utilizado pelo MME para priorização de ações, inclusive a proposição ao Congresso Nacional e ao CNPE de medidas de aperfeiçoamento dos marcos vigentes, mas também outras ações, como a realização de leilões para contratação de novos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. A versão mais atual do plano é PDE 2030, que foi disponibilizado para Consulta Pública pelo MME em dezembro de 2020 e foi aprovado pela Portaria Normativa nº 2/GM/MME, de 25 de fevereiro de 2021.

Bastante detalhado, o PDE utiliza uma longa cadeia de mode-

---

1 O CONCEPE tem entre suas competências sugerir diretrizes, estratégias e áreas prioritárias de atuação para estudos e pesquisas.

2 A Agência Nacional de Águas – ANA foi instituída pela Lei nº 9.984/2000, incorporando Saneamento Básico, após a aprovação do novo marco legal do saneamento básico, conforme a Lei nº 14.026/2020.

los especialistas que se conectam e asseguram uma visão integrada do setor energético, que é sintetizada nas matrizes energéticas consolidadas, que são apresentadas no plano – vide Figura 2 (EPE).

Partindo de cenários macroeconômicos, setoriais e regionais consistentes entre si e com o cenário internacional, são realizados os estudos de premissas de demanda setoriais, inclusive eficiência energética e meio ambiente, para alimentar a modelagem técnico-paramétrica de uso final com detalhamento setorial. Tais estudos de demanda são conectados aos estudos de premissas da oferta para alimentar a modelagem de oferta, cuja natureza depende do segmento: E&P (simulação), refino (otimização por mínimo custo de abastecimento), biocombustíveis (técnico-paramétricos), gás natural (técnico-paramétrico e simulação termo-fluidohidráulica de infraestrutura), recursos energéticos distribuídos (técnico-paramétrico) e eletricidade (simulação e otimização por mínimo custo de suprimento). Todos esses modelos têm relação com as abordagens socioambientais (técnico-paramétricos e avaliações socioambientais). Finalmente, são realizadas as projeções, que são consolidadas nas categorias agregadas da matriz energética: consumo final, centros de transformações e oferta interna de energia (inclusive: produção, exportação e importação e variação de estoques).

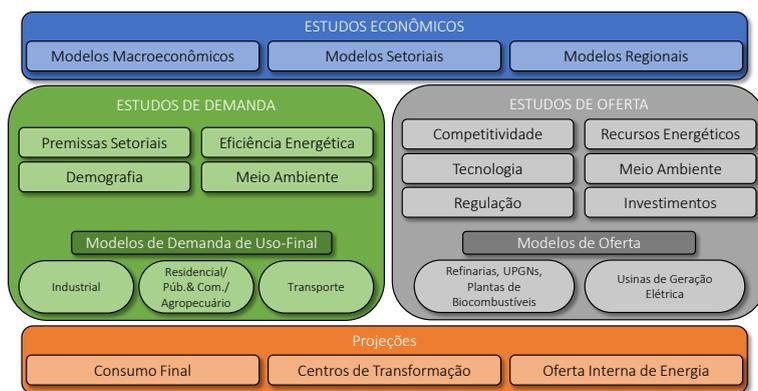


Figura 2 – Abordagem síntese do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE

O PDE segue uma abordagem de planejamento indicativo, mas também sintetiza e integra um conjunto de decisões de investimentos já realizadas pelos agentes, inclusive monitoramento de empreendimentos em construção e de políticas públicas. Nesse sentido, ganha uma conotação de plano tático e de verificação de balanços es-

truturais de demanda e oferta de energia no horizonte decenal.

Já o PNE, com publicação prevista para cada cinco anos, traz análises prospectivas e de cunho mais estratégico para o longo prazo (30 anos ou mais), considerando variáveis e incertezas críticas como disrupção tecnológica, mudanças estruturais na produção e consumo de energia, geopolítica da energia e outros aspectos como a transição energética.

O PNE orienta debates mais abrangentes, sobretudo, relacionados a políticas com custos e benefícios auferidos em horizonte de longo prazo, como investimentos em nuclear, na política ambiental associada a grandes empreendimentos hidrelétricos, à estruturação de estratégia para os biocombustíveis, à definição de metas de descarbonização da matriz energética, entre outros. Em 2020, foi consolidado e publicado o PNE 2050, que atualizou as perspectivas anteriormente trazidas pelo PNE 2030. O estudo também foi objeto de Consulta Pública, tendo sido aprovado pelo MME em dezembro de 2020.

Tanto o PDE quanto o PNE são produtos extremamente debatidos não só com o MME, mas também com as partes interessadas e com a sociedade. São produtos que sintetizam diversos outros planos e estudos, em forte articulação com outros agentes setoriais, como os Planos de Eficiência Energética, os Planos de Expansão da Malha de Gasodutos e Oleodutos, os Programas e Planos de Expansão da Transmissão – PET/PELP. O mapeamento de recursos energéticos nacionais, por meio de estudos específicos como o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás, o Roadmap Eólica Offshore, os Potenciais de Eficiência Energética, os Estudos de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas, as Bases de Dados Anemométricos, entre outros. A habilitação técnica dos projetos cadastrados para Leilões de Energia Nova e de Energia de Reserva permite também ancorar premissas de projeção em informações bastante aderentes à realidade de mercado e suas perspectivas. Também são consideradas informações e cronogramas dos Estudos de Expansão do Sistema de Transmissão (Relatórios R) realizados pela EPE, identificando o crescimento da demanda de energia, da geração de energia e os gargalos que porventura venham a surgir, apresentando a concepção básica da solução a ser futuramente licitada em leilão.

Os planos incorporam também perspectivas e discussões que são objeto de participação direta e assessoramento ao CNPE pela EPE, bem como de diferentes comitês, comissões, conselhos e iniciativas relacionadas a reformas setoriais (como RenovaBio, o Novo Mercado de Gás, o GT Modernização do Setor Elétrico, o Abastece Brasil, o Programa REATE e o Programa BidSIM) ou construção de novas políticas (como recursos energéticos distribuídos, transformação digital e hidrogênio).

O conhecimento dos recursos energéticos nacionais é fundamental para coordenar ações relacionadas ao investimento na infraestrutura viabilizadora do aproveitamento desses recursos de forma competitiva e sustentável, bem como para direcionar esforços de inovação tecnológica para áreas de maior interesse nacional.

Ainda no âmbito de informações derivadas do apoio técnico ao MME, também são incorporadas aos planos informações e perspectivas de tratados e contratos internacionais como os referidos ao Anexo C do Tratado de Itaipu, da renegociação dos contratos com a Bolívia no âmbito do GASBOL e de tratativas de missões técnicas com a Argentina e com o Mercosul de uma maneira geral. A EPE também se beneficia por atuar como agente operador na implementação de cooperações bilaterais e multilaterais, dando suporte direto ao MME. A título de exemplo, a EPE atua na execução do Programa de Trabalho do Brasil com a IEA, na execução da cooperação bilateral do Brasil com Alemanha, Reino Unido, EUA e outros, e na condução de atividades da *Clean Energy Ministerial e Mission Innovation*.

Todas essas informações e perspectivas contribuem para dar lastro às premissas do PDE e do PNE, bem como permitem buscar o aproveitamento racional dos recursos energéticos disponíveis no país, inclusive os renováveis, e a garantia da segurança energética nacional, com competitividade e sustentabilidade ambiental, objetivos norteadores da estratégia e da tática dos planos e do planejamento energético integrado em geral.

A disponibilização e o acesso aos dados, informações e estudos produzidos no planejamento energético integrado são elementos relevantes para a melhoria do funcionamento dos mercados de energia e para o aumento da confiança para decisões de investimento. Por esse motivo, a maioria dos estudos, projeções e bases de dados que são produzidos ou mantidos pela EPE são convertidos em publicações, sistemas de informação abertos a consulta e utilizados em apresentações, debates em eventos, entrevistas, reuniões com agentes, vídeos, dentre outros.

#### **4. O PLANEJAMENTO NO ÂMBITO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO BRASIL**

As transições energéticas envolvem diversas dimensões e trazem transformações socioeconômicas e com o meio ambiente amplas. Ademais, tal processo é complexo e usualmente longo (SMIL, 2010; SOVACOO, 2016; FOUQUET, 2016). Ou seja, a transição energética não é uma virada de chave, é um processo.

A nova transição energética tem sido caracterizada por processos de descarbonização, descentralização e digitalização, os chamados “3 Ds”, embasando-se por condicionantes como redesenho de mercados, desenvolvimento sustentável, mudanças climáticas globais e inovações associadas à eletrônica e à entrada na era digital (MME-EPE, 2020). Tais fatores moldam as modificações nas matrizes energéticas em todo o mundo, ainda que o estágio e o ritmo possam ser distintos geograficamente.

Nesse contexto, há estímulos ao uso mais eficiente dos recursos energéticos e à redução da participação de combustíveis mais intensivos em emissões de carbono na matriz energética primária mundial em favor de fontes de baixo carbono e da eletrificação dos conversores. Ademais, tal processo ocorre associado à maior automação e digitalização de processos, controles e serviços, possibilitando tanto o aumento da eficiência energética como a maior participação de fontes renováveis variáveis.

O Brasil assumiu metas no Acordo de Paris: redução de 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025 e redução de 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030<sup>1</sup>. No final de 2020, ao assumir a meta de redução de 2030, simultaneamente, o governo brasileiro também comunicou intenção de perseguir a neutralidade nas emissões de gases do efeito estufa até 2060, podendo ser antecipado o prazo em determinadas condições. Na Cúpula Mundial de Líderes pelo Clima 2021, o Brasil indicou a intenção de antecipar o atingimento da neutralidade líquida de carbono para 2050. Ressalte-se que o Brasil tem implementado medidas adicionais que são consistentes com sua NDC. Para tal, tem redesenhado seus mercados energéticos e estabelecido instrumentos para acelerar a entrada de novas fontes renováveis para geração elétrica como a eólica, a solar e o biogás, bem como para ampliar descarbonização de sua matriz de combustíveis. Também é preciso ter claro que, além do setor energético (com contribuições inequívocas), o atingimento dos compromissos assumidos pelo país no Acordo de Paris pode e deve ser compartilhado com outros setores da economia brasileira. Esse é o princípio da abordagem de meta global (*economy wide*), devendo-se buscar as soluções de menor custo de abatimento das emissões de carbono.

Ainda que o Brasil, como outros países, busque o desenvolvimento sustentável, a integração das dimensões econômica, social e ambiental não é simples. Na prática, há dilemas não só entre essas dimensões, mas também dentro das mesmas dimensões. De qualquer forma, o Brasil entra na fase de aceleração da nova transição energética bem posicionado para balancear a segurança energética, a competitivi-

<sup>1</sup> Originalmente, na NDC depositada em 2016, a meta de 2030 consistia em contribuição indicativa subsequente. Em 08 de dezembro de 2020, a primeira NDC do Brasil teve sua submissão atualizada, tornando a contribuição indicativa subsequente uma meta de redução.

dade da oferta, o desenvolvimento socioeconômico e a preservação e proteção do meio ambiente, inclusive no tocante às mudanças climáticas globais (MME-EPE, 2020). O País possui significativos potenciais hidrelétrico, eólico e solar, bem como relevante disponibilidade de recursos de urânio, petróleo, gás natural e carvão mineral para lidar com a variabilidade de renováveis e as demandas por acesso à energia moderna. Por último, mas não menos importante, o Brasil possui um agronegócio de relevância global, viabilizando bioenergia nas suas mais variadas formas.

O principal desafio do País e do planejamento na transição energética será administrar de forma racional e com competitividade a sua abundância recursos, em particular considerando suas repercussões socioeconômicas e ambientais. Com a base de recursos energéticos disponível, é possível satisfazer à demanda total de energia de 15 bilhões de tep do Cenário Desafio da Expansão (mais alto) no período até 2050 e ainda ter um montante de recursos que representa 60% a mais do que toda a demanda atendida (MME-EPE, 2020). Nesse sentido, o desconhecimento do potencial de recursos energéticos, a escassez física e o acesso a tecnologias modernas não serão mais os principais desafios do Brasil e de seu planejamento energético.

Mesmo com a transição energética, o petróleo continuará sendo fonte indispensável no Brasil e no mundo até 2050 (SMIL, 2019)<sup>1</sup>. A perspectiva de produção de petróleo revela uma posição como grande produtor de petróleo até 2050: 6,1 milhões bpd no Cenário Desafio da Expansão e 3,6 milhões bpd no Cenário Estagnação (MME-EPE, 2020).

O redesenho de mercado da indústria de O&G equacionou o financiamento das atividades de E&P (antes dependentes do Estado e da Petrobras) e caminha para consolidar a abertura do abastecimento, assegurando competição a partir dos desinvestimentos da Petrobras no refino e em logística decorrentes do Termo de Compromisso de Cessação de Prática assumido com o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE. A mudança no abastecimento, além de ampliar fontes de financiamento, poderá facilitar a conversão de refinarias em complexos energéticos (“refinaria do futuro”) e/ou em biorrefinarias (TAYLOR, 2008; JONG e JUNGMEIER, 2015; KLAUSE, 2017; HYDROCARBON PROCESSING, 2018; KLEIN et al., 2018). Esses movimentos mitigarão o risco de que as refinarias se transformem em “ativos encalhados” no futuro, em cenários de descarbonização profunda. Essas transformações já se iniciaram nos EUA, na Europa e, mesmo no Oriente Médio.

<sup>1</sup> As discussões sobre neutralidade de carbono também envolvem redução de emissões de carbono e sumidouros de carbono como tecnologias de captura, sequestro e uso de carbono (CCUS), reflorestamento e restauração de cobertura vegetal (compensação florestal) e bioenergia com captura e sequestro de carbono (BECCS) – as chamadas emissões negativas de carbono.

A evolução da transição energética e disputas geopolíticas podem representar riscos para a indústria de petróleo do Brasil. Os combustíveis fósseis serão pressionados no sentido de redução de sua participação na matriz energética. A migração para combustíveis e tecnologias de baixo carbono, embora possa ser acelerado por políticas públicas e forças de mercado, não é processo rápido, em razão de toda a necessidade de investimentos em infraestrutura, desenvolvimento tecnológico e ganhos de competitividade para as alternativas. Entretanto, é possível incorporar tecnologias mitigadoras de emissões de carbono nas atividades da indústria de O&G, bem como alterar progressivamente o portfólio de negócios em favor de energias e combustíveis renováveis (FATTOUH et al., 2018; ZHONG e MORGAN, 2018; SHOJAEDDINI et al., 2019). Tendências em andamento no mundo e no Brasil (IEA, 2018; SHOJAEDDINI et al., 2019).

Ademais, o Brasil possui uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo. A participação das renováveis na Oferta Interna de Energia em 2019 do Brasil foi de 46,1%, enquanto essa participação na União Europeia, China, Estados Unidos e Índia, por exemplo, fica entre 10 e 20% (EPE, 2020). Grande parte desse fato decorre do desenvolvimento da bioenergia e da hidroeletricidade no país, além das contribuições recentes de eólica e solar. Em um contexto de mudanças climáticas, essa característica renovável da matriz energética nacional constitui um importante ativo geopolítico.

O Brasil tem condições edafoclimáticas muito favoráveis, o que permite que em seu território diversos tipos de biomassa prosperem, de forma abrangente e competitiva. Assim, a biomassa é alternativa promissora para o futuro energético sustentável do País.

Embora o debate sobre transição energética seja dominado pelos temas de eletrificação e digitalização, tais temas não esgotam todos os aspectos da transição energética e da descarbonização das economias. Há segmentos de mercados que enfrentam desafios significativos para eletrificação e descarbonização: transporte rodoviário de carga pesada de longa distância; navegação; aviação; calefação, alguns processos industriais nos quais o energético também é matéria-prima (fertilizante, aço, cimento, por exemplo), etc.

Mesmo a eletrificação de veículos tem desafios que não são triviais, passando por aspectos econômicos e comportamentais para aquisição e/ou compartilhamento dos veículos leves, aspectos técnicos e de desenvolvimento infraestrutura para sua disseminação (MME-EPE, 2020). Pode ocorrer um longo período de convivência entre veículos a combustão interna, híbridos e elétricos até que se alcance a eletrificação plena. Assim, os biocombustíveis terão um papel relevante no Brasil, e, eventualmente, na América Latina e no mundo, para antecipar a descarbonização dos transportes.

Os biocombustíveis são soluções tecnológicas brasileiras à descarbonização dos transportes, que podem trazer resultados imediatos devido à frota flex fuel e/ou por serem *drop-in*. Posteriormente, tais soluções tecnológicas podem ser compatibilizadas aos novos paradigmas automotivos da eletrificação. Já há esforços nessa direção no mercado brasileiro com o lançamento em 2019 e 2020 de veículos híbridos flex e com o avanço de pesquisas e desenvolvimento de veículos elétricos a célula combustível a partir de etanol. O programa Rota 2030 estruturou uma política que favorece as inovações na indústria automobilística. É possível aproveitar essa vantagem competitiva do País, mesmo que, progressivamente, se possa migrar para eletromobilidade, criando novas vantagens. O tamanho do mercado automotivo brasileiro permite essa escolha.

Mais amplamente, a bioenergia pode não apenas antecipar a descarbonização dos transportes e máquinas agrícolas durante a transição energética, mas também manter sua relevância no novo paradigma energético por intermédio de biocombustíveis avançados como o bioquerosene, o biobunker, o HVO, o etanol lignocelulósico e o hidrogênio. O DNA será o “chip” da biotecnologia, transformando as sociedades contemporâneas.

Outro desafio associado à transição energética e aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) é a necessidade de redesenhar mercados energéticos para promover mais diversidade, competição, flexibilidade, confiabilidade, eficiência e inovação, bem como internalizar as externalidades ambientais. Cabe citar, em particular, a agenda de Modernização do Setor Elétrico, o Novo Mercado de Gás, o RenovaBio e o Abastece Brasil, somando-se ainda as iniciativas originadas no âmbito de Poder Legislativo. Tais iniciativas almejam adequar arcabouços institucionais, legais e regulatórios para garantir maior competitividade e acesso universalizado a energia modernas e limpas à sociedade.

O RenovaBio trará novo momento para a produção e o uso de biocombustíveis no setor de transporte do Brasil (MME-EPE, 2021a). O ano de 2020 marcou a implementação do mercado de CBIOS, com sucesso, mesmo após o impacto inicial da pandemia. A expectativa é que o mercado de etanol se aproxime de 50 bilhões de litros em 2030.

Também as políticas de eficiência energética têm sido reforçadas no Brasil. O Programa de Etiquetagem, o Programa de Eficiência Energética da ANEEL, o PROCEL e o Rota 2030 (sucedeu o Inovar Auto), entre outros programas, são políticas públicas que visam induzir maiores ganhos de eficiência energética no país.

A Modernização do Setor Elétrico tem entre seus objetivos facilitar a inserção de inovações no setor elétrico, reforçando o impulso que os leilões de energia já vinham dando aos empreendimentos eólicos,

solares e de biomassa, além da energia hídrica. O redesenho do setor elétrico também tem favorecido o crescimento dos recursos energéticos distribuídos, em particular a solar. Mesmo a termelétricidade requerida para garantir da confiabilidade do sistema tem migrado para fontes de baixo carbono como as a biomassa e a gás natural, cuja oferta será reforçada com o Novo Mercado de Gás. A decisão de retomar a construção de Angra III também contribuirá para manter a baixa emissão de carbono do setor elétrico brasileiro – em torno de 85% de fontes não emissoras: renováveis e nuclear (MME-EPE, 2021a). O país também estuda outras usinas nucleares e o melhor aproveitamento dessa tecnologia (inclusive os Pequenos Reatores Modulares), tendo vista o papel estratégico dessa cadeia industrial para o desenvolvimento, inclusive nas aplicações para saúde, agricultura e segurança nacional.

Ressalte-se que em 64 simulações realizadas para o setor elétrico no PNE 2050, houve uma alta concentração de resultados na faixa de 80%- 90% de participação de renováveis (MME-EPE, 2020). Um resumo dos casos para o Cenário Desafio da Expansão em 2050, em comparação com o ano de 2015, é apresentado na Figura 3 (MME-EPE, 2020).

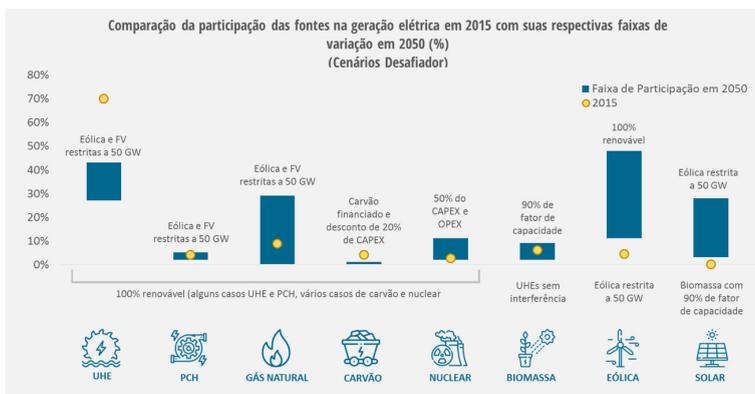


Figura 3 – Comparação da participação das fontes na geração elétrica em 2015 com suas respectivas faixas de variação em 2050

Outro ponto é que o setor elétrico tem grande propensão para que a digitalização modifique suas estruturas de mercado e transações, a forma de uso da infraestrutura e a relação com os consumidores (KÜFEOGLU, 2019). Tal revolução digital levará à criação de redes inteligentes que permitirão maior capacidade de observação, melhor

controle dos ativos e do seu desempenho, análise de dados a partir da operação do sistema e maior sensibilidade de resposta aos preços.

Aliada aos recursos energéticos distribuídos, a implantação dos medidores inteligentes, ao propiciar o fluxo bidirecional de energia, gerenciamento do perfil de consumo e resposta da demanda, é uma das variáveis-chave para a descentralização da operação do sistema elétrico e para a criação de novas oportunidades de negócios de energia no varejo. Esta visão de futuro já está se tornando realidade em vários países e alcançará o Brasil em maior ou menor ritmo a depender das políticas formuladas, do ambiente regulatório e do perfil de renda dos consumidores. Há que se reconhecer os inúmeros benefícios da digitalização, mas também os elevados custos de investimento, trazendo a discussão sobre quem assume tais custos e como se compartilham os benefícios de forma justa.

Destaque-se ainda o papel que o hidrogênio poderá ter nos setores de difícil abatimento de emissões de carbono. Recentemente, o mercado de hidrogênio atingiu um novo momento com anúncios por diversos governos de seus planos estratégicos para seu aproveitamento como elemento fundamental para a transição energética (EPE, 2021b). Isto porque o hidrogênio tem vantagens como alta densidade energética, versatilidade de uso, ser livre de carbono e poder ser vetor de armazenamento de energia, viabilizando maior entrada de renováveis variáveis como a eólica, a solar, etc. Nesse sentido, o hidrogênio é um recurso com capacidade de promover o acoplamento dos mercados de combustíveis (inclusive transporte), elétrico, industrial e outros.

O hidrogênio pode significar também para o Brasil uma conexão entre as vantagens competitivas existentes e futuras. Isso porque o hidrogênio pode facilitar a migração de expertise tanto da indústria de O&G quando de biocombustíveis para um novo paradigma energético: a economia do hidrogênio. Essa migração passa também pela utilização progressiva de tecnologias de captura e sequestro de carbono (para produzir o hidrogênio azul), pelo uso de novas rotas tecnológicas de produção de hidrogênio (pirólise do gás natural ou hidrogênio turquesa), pela adoção conjunta de tecnologias renováveis, como a eólica offshore, a solar e a energia das ondas (para produzir também o hidrogênio verde), e pelo desenvolvimento do biorrefino para produção de HVO, bioquerosene e outros biocombustíveis. Essa transformação do portfólio de negócios da indústria de O&G contribuirá para a descarbonização, para segurança energética e para o desenvolvimento sustentável, evitando que cadeias industriais relevantes em diversos países desapareçam rapidamente, com efeitos socioeconômicos. A própria infraestrutura de dutos pode ter um papel fundamental na logística e no desenvolvimento do mercado de hidrogênio.

A indústria de biocombustíveis também poderá desenvolver novas capacitações e produtos para se integrar à economia do hidrogênio, como por exemplo, a geração de hidrogênio para células a combustíveis para o setor transporte. Similarmente, as indústrias nuclear e de resíduos também poderão se beneficiar da economia do hidrogênio. Ademais, há uma enorme expectativa acerca da viabilização da indústria do hidrogênio verde, com investimentos sendo anunciado em todo mundo (inclusive no Brasil), o qual é baseado na eletrólise da água a partir de renováveis, como a hidráulica, a eólica e a solar.

Por fim, ao delinear uma estratégia energética para o País, PNE 2050 estabeleceu um ponto de referência para reflexões e debates, que culminarão nas efetivas decisões tomadas ao longo do tempo, seja por agentes públicos e/ou privados. Acima de tudo, o planejamento, em mercado aberto e competitivo, visa identificar caminhos, oportunidades e desafios para balizar escolhas, restringindo espaços de grandes arrependimentos.

O papel do planejamento energético nacional não é mais de determinar discricionariamente ações para implementação de uma visão de futuro. Nesse novo contexto, é preciso que o planejamento amplie a transparência decisória, reduza as assimetrias de informação e dê clareza às implicações das escolhas, bem como contribua para a remoção de barreiras e para a identificação de oportunidades de negócios. O planejamento terá que contribuir, cada vez mais, para a formação de consensos entre agentes, partes interessadas e a sociedade em geral. Precisar contribuir para que haja mais luz e menos calor, em benefício da sociedade brasileira.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O planejamento energético é afetado, em seus objetivos e instrumentos, pelo arcabouço institucional, legal e regulatório vigente, bem como pela estrutura socioeconômica, pelo padrão tecnológico e pelas relações da sociedade com o meio ambiente.

Em um contexto de mercado competitivo aberto, com maior diversidade de agentes e organização industrial, progressivamente, desverticalizada, o planejamento requer novas abordagens com um foco cada vez mais em como preparar o setor energético para lidar melhor com a competição, as inovações e novas soluções e modelos de negócios, bem como permitir que seus benefícios sejam aproveitados pela sociedade e mais bem harmonizados com o meio ambiente. Não se trata apenas de prever o futuro ou traçar cenários sobre as novas dinâmicas, mas também de preparar o setor energético para obter o melhor dessas dinâmicas que vão se conformando.

Ademais, nesse novo contexto, é preciso que o planejamento amplie a transparência decisória, reduza as assimetrias de informação e comunique-se de forma clara, objetiva e democrática a fim de contribuir para o entendimento das escolhas realizadas no presente e suas implicações sobre o futuro. Não menos importante, o planejamento tem o papel, cada vez maior, de contribuir para formação de consensos entre agentes, partes interessadas e a sociedade em geral.

A transição energética, como toda mudança, traz desafios e oportunidades. Nesse sentido, é conveniente identificar e promover oportunidades de negócios associados às vantagens competitivas do Brasil, bem como desenvolver novas vantagens custo-efetivas. Por estar relacionada à economia de baixo carbono, a nova transição energética oferece grandes oportunidades para o país. Contudo, para que seja possível potencializar os benefícios da transição há o desafio de buscar o alinhamento estratégico para garantir um ambiente de negócios atrativo e inovador, com capital humano preparado para superar os desafios do novo paradigma tecnológico. Consequentemente, é preciso desenvolver a capacitação em desafios relacionados à digitalização, automação, conectividade, segurança cibernética, mercados competitivos, inovações, eficiência, avaliações socioambientais, etc.

Não pode ser menosprezado tampouco que o Brasil tem relações diplomáticas e econômicas amplas, mantendo alianças e redes estratégicas com muitos países. Tal característica confere ao País margem para estabelecer parcerias e projetos em diferentes áreas e com países distintos, dotando-o com estratégias abrangentes, flexíveis e adaptáveis. O Brasil tem relações econômicas internacionais importantes nas cadeias industriais de petróleo e gás natural, biocombustíveis e energia elétrica, bem como tem estruturado aproximações relevantes na cadeia do hidrogênio. Tais relações são ativos geopolíticos para a transição energética, gerando diversidade de caminhos e graus de liberdade nas escolhas estratégicas.

A estratégia do Brasil precisa considerar o aproveitamento das vantagens competitivas existentes para construir as vantagens competitivas do amanhã, bem com assegurar a flexibilidade e a adaptabilidade necessárias na sua trajetória de transição energética a fim de permitir eventuais correções de rumos e/ou aprimoramentos que se revelem importantes. Diante de incertezas, apostas em trancamento tecnológico e em escolhas de políticas energéticas específicas podem ter reorientações muito custosas no futuro.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-SUNAYDY, A.; GREEN, R. Global Electricity deregulation in OECD countries, *Energy*, 31: 769–787. 2006.

APDC – Asian and Pacific Development Centre. Integrated Energy Planning: A Manual. Kuala Lumpur: APDC. 1985.

BAJAY, S. V. Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the Brazilian electric power sector, *Energy*, 31: 865–876. 2006.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J. Electricity restructuring: Deregulation or reregulation? *Regulation*, 23, 2; ABI/INFORM. 2000.

DRAIBE, S. Rumos e Metamorfoses: Um Estudo sobre a Constituição do Estado e as Alternativas da Industrialização no Brasil 1930-1960. Rio de Janeiro: Paz e Terra. 1985.

EPE. Balanço Energético Nacional 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>. Acesso em: 18 abr. 2021.

EPE. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Nota Técnica EPE (No EPE-DEA-NT-003/2021). 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>. Acesso em: 18 abr. 2021.

EUROPEAN UNION. Creating Value through Open Data: Study on the Impact of Re-use of Public Data Resources. European Data Portal. 2015. Disponível em: [https://www.europeandataportal.eu/sites/default/files/edp\\_creating\\_value\\_through\\_open\\_data\\_0.pdf](https://www.europeandataportal.eu/sites/default/files/edp_creating_value_through_open_data_0.pdf). Acesso em: 18 abr. 2021.

FATTOUH, B., POUDINEH, R.; WEST, R. The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries? Oxford Institute for Energy Studies. 2018.

FOUQUET, R. Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation, *Energy Research & Social Science*, 22: 7–12. 2016.

HYDROCARBON PROCESSING. Digitalization for the refinery and plant of the future, in: Special Focus: Refinery of the future. 2018. Disponível em: <https://www.hydrocarbonprocessing.com/magazine/2018/july-2018/special-focus-refinery-of-the-future/digitalization-for-the-refinery-and-plant-of-the-future>. Acesso em: 18 abr. 2021.

IEA. Workshop on the role of the renewable and hydrocarbon nexus in accelerating the energy transition. 2018. Disponível em: <https://www.gotcp.net/copy-of-2-day-workshop-in-brussels->. Acesso em: 18 abr. 2021.

JAMASB, T. Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries, *Utilities Policy*, 14: 14–30. 2006.

JANNUZZI, G. M. e SWISHER, J. N. P. Planejamento integrado de recursos energéticos: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis. Campinas: Autores Associados. 1997.

JONG, E. de; JUNGMEIER, G. Chapter 1 - Biorefinery Concepts in Comparison to Petrochemical Refineries, in: PANDEY, Ashok; HÖFER, Rainer, TAHERZADEH, Mohammad; NAMPOOTHIRI, K. Madhavan; Larroche, Christian (Editors). *Industrial Biorefineries & White Biotechnology*. Elsevier: 3-33, 2015.

KLAUSE, B. The future of Sustainable Refineries Exploring Pollution and the Environmental Impacts Associated with Petroleum Refining. 2017. Disponível em: <http://scalar.usc.edu/works/petroleum-refineries-and-the-future/the-future-of-sustainable-refineries>. Acesso em: 18 abr. 2021.

KLEIN, B. C.; CHAGAS, M. F.; JUNQUEIRA, T. L.; REZENDE, M. C. A. F.; CARDOSO, T. F.; CAVALETT, O.; BONOMI, A. Techno-economic and environmental assessment of renewable jet fuel production in integrated Brazilian sugarcane biorefineries, *Applied Energy*, 209: 290-305. 2018.

KÜFEOĞLU, S.; LIU, G.; ANAYA, K.; POLLITT, M. Digitalisation and New Business Models in Energy Sector”. 2019. <https://doi.org/10.17863/CAM.41226>. Acesso em: 18 abr. 2021.

LEITE, A. D. A Energia do Brasil. Rio de Janeiro: Elsevier. 2007.

MCKINSEY. Open data: Unlocking innovation and performance with liquid information. 2013. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/business-functions/mckinsey-digital/our-insights/open-data-unlocking-innovation-and-performance-with-liquid-information>. Acesso em: 18 abr. 2021.

MME-EPE. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. Acesso em: 18 abr. 2021.

MME-EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 18 abr. 2021.

PINTO Jr., H. Q. (Org.) Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier. 2007.

PIRA. Commercial Exploitation of Europe's Public Sector Information. Final Report for the European Commission, Directorate General for the Information Society. 2000. Disponível em: <https://ec.europa.eu/digital-single-market/en/news/commercial-exploitation-europes-public-sector-information-pira-study-full-report>. Acesso em: 18 abr. 2021.

PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento, Textos para Discussão 97, Rio de Janeiro: BNDES. 2002.

SHOJAEDDINI, E.; NAIMOLI, S.; LADISLAW, S.; BAZILIAN, M. Oil and gas company strategies regarding the energy transition - Topical Review, Progress in Energy, 1 (1). 2019.

SMIL, V. Energy Transitions: History, Requirements, Prospects. Santa Barbara: Praeger/ABC CLIO. 2010.

SMIL, V. Energy Transitions, in WEF. Energy Vision 2013 Energy transitions: Past and Future. Geneve: World Economic Forum. 2013.

SMIL, V. What we need to know about the pace of decarbonization, Substantia, 3(2): 13-28. 2019.

SOVACOOOL, B. K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions, Energy Research & Social Science, 13: 202-215. 2016.

STIGLITZ, J. E. The revolution of information economics: the past and the future. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research (NBER Working Paper Series: Working Paper 23780). 2017.

TAYLOR, G. Biofuels and the biorefinery concept, Energy Policy, 36 (12): 4406-4409. 2008.

TOLMASQUIM, M. T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia. 2011.

TOLMASQUIM, M. T.; PINTO Jr., H. Q. Orgs. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo. Rio de Janeiro: Synergia. 2011.

ZHONG, M.; BAZILIAN M. D. Contours of the energy transition: Investment by international oil and gas companies in renewable energy, The Electricity Journal, 31 (1): 82-91. 2018.

## DESAFIOS DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO NA PRÓXIMA DÉCADA

Helder Queiroz Pinto Jr<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.636

### RESUMO

A Indústria Brasileira de Petróleo (IBP) tem cada vez maior inserção internacional, decorrente das descobertas das importantes reservas do pré-sal e da nova condição exportadora de óleo bruto. Para tal, teve papel crucial as inovações tecnológicas nos projetos de exploração e produção offshore. Entretanto, dado o contexto de transição energética e de necessidade de respostas estruturadas para superar as crises sanitária e econômica, é de esperar que a conjugação das novas tecnologias, as mudanças nos padrões de produção e consumo de energia, as novas estratégias empresariais, bem como a redefinição dos objetivos e instrumentos de política energética e de regulação exerçam, de forma conjugada, um setor energético muito diferente ao final desta década. Não obstante, as vantagens comparativas do Brasil podem ser potencialmente aproveitadas e ensejar um processo de retomada do dinamismo da IBP. Para tal será necessário, contudo, estabelecer diretrizes de política energética mais claras que contemplem o papel da Petrobras na IBP e que crie, simultaneamente, um regime de incentivos para os investimentos necessários e para a garantia do abastecimento ao longo da cadeia produtiva do petróleo e derivados.

Palavras-chave: Petróleo, Política Energética, Inovação tecnológica.

### ABSTRACT

The Brazilian Petroleum Industry (IBP) has an increasing international insertion, due to the discoveries of the important pre-salt reserves and the new export condition of crude oil. The technological innovations in offshore exploration and production projects played a crucial role to reach this new position in the international oil market. However, given the context of energy transition and the need for structured responses to overcome the health and economic crises, it is to be expected that the combination of new technologies, changes in energy production and

consumption patterns, new business strategies, as well as the redefinition of the objectives and instruments of energy policy and regulation exercise, in a combined way, a very different energy sector at the end of this decade. Nevertheless, Brazil's comparative advantages can potentially be exploited and give rise to a process of resuming the dynamism of the IBP. However, it will be necessary to establish clearer energy policy guidelines that contemplate Petrobras' role in IBP and that simultaneously creates an incentive regime for the necessary investments and the security of petroleum products supply.

Keywords: Oil, Energy policy, Technological innovation.

## 1. INTRODUÇÃO

A década de 2020 que se inicia reúne características atípicas, dado o contexto da pandemia do COVID-19. Porém, o processo esperado de recuperação dos efeitos das crises sanitária e econômica e a aceleração das medidas vinculadas ao processo denominado comumente de Transição Energética irão pautar esses processos de revisão. A evolução da indústria brasileira do petróleo (IBP) ao longo dos próximos anos não será dissociada das transformações em curso no setor de energia, associadas à necessidade imperativa de revisão das políticas energéticas nacionais e estratégias empresariais.

É importante observar que, no plano internacional, a agenda de recuperação econômica está pautada, no curto prazo, por respostas de reativação da demanda de energia e por redefinição dos mecanismos de política energética associada aos objetivos de busca imperiosa de matrizes energéticas mais limpas.

Paralelamente, é notável a evolução rápida das tecnologias que irão presidir o processo de transição energética ao longo das próximas décadas. Ainda que, recorrendo a um conceito da Economia da Inovação, não haja uma definição de design dominante<sup>1</sup>, está claro que a aceleração do progresso técnico irá modificar, provavelmente de forma disruptiva, as atividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e também o comportamento dos consumidores e os usos de energia. Se for honrada uma parcela dos compromissos assumidos no Acordo de Paris, de 2015, e da recente Cúpula do Clima, de 2021, é de se esperar, num horizonte de duas a três décadas, um setor de energia muito diferente daquele que temos hoje e com uma matriz energética com menor participação dos combustíveis fósseis.

Tais condições de contorno afetam diretamente o mercado internacional e as empresas de petróleo. A IBP tem cada vez maior inser-

---

<sup>1</sup> De acordo com Helm (2016, p. 199), *"it is impossible to know in advance what technologies will be successful. It is in the nature of technical progress that there will be surprises. If we had the knowledge to predict, we would have the technologies already"*.

ção internacional, dada a condição exportadora de óleo bruto e, a esse conjunto de mudanças no mercado mundial de petróleo, devem ser acrescentadas as questões vinculadas ao papel esperado da Petrobras, cuja reestruturação econômico-financeira, desde 2016, se traduz em impactos importantes que surgirão da reconfiguração patrimonial em curso.

Isto posto, é inegável que a próxima década irá impor mudanças estruturais e desafios, decorrentes de novas condições de contorno estreitamente vinculadas a um conjunto de quatro fatores transformadores das indústrias de energia, a saber:

- i. Desenvolvimento e evolução de novas tecnologias de produção e consumo e integração de tecnologias digitais;
- ii. Estratégias empresariais voltadas para a diversificação dos *core business* tradicionais;
- iii. Mudanças comportamentais e novos padrões de consumo;
- iv. Revisão das políticas energéticas e maior coordenação com demais políticas setoriais (industrial, tecnológica, ambiental, externa...).

Este texto pretende colocar em tela, a partir da perspectiva destes quatro fatores transformadores, as principais questões-chave para a indústria brasileira do petróleo. Para tal, serão examinados na seção seguinte (seção 2) os principais traços marcantes da última década, tanto no mercado internacional do petróleo, quanto na IBP, com especial ênfase no papel das inovações tecnológicas para o desenvolvimento de novas fronteiras de exploração e produção (E&P). Como se sabe, graças a essas inovações e aos consequentes aumentos de produtividade, as reservas de petróleo e gás natural não convencionais, nos EUA, suscitaram importantes alterações na estrutura do comércio internacional do petróleo. Para a IBP, as inovações tecnológicas cumpriram igualmente papel preponderante para o desenvolvimento das reservas de hidrocarbonetos do pré-sal e contribuíram para o alcance da condição de exportador líquido no mercado internacional.

A seção 3 destaca, num primeiro momento, os principais desafios para as empresas energéticas e governos próxima década, à luz da importância irreversível do *driver* ambiental e da concertação internacional com respeito à redução da participação das energias fósseis na matriz energética. Em seguida, será enfatizada, na seção 4, a situação da IBP, a qual será impactada por todas as novas condições de contorno decorrentes da transição energética, mas também afetada pelas questões-chave que emergem da reestruturação econômico-financeira da Petrobras.

A última seção sumariza as principais conclusões do artigo.

## 2. A DÉCADA 2011-2020: O PAPEL DAS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS E DAS NOVAS FRONTEIRAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Ao longo dos últimos dez anos, o mercado internacional de petróleo passou por importantes transformações estruturais. De fato, a história do petróleo permanece sendo escrita pelo jogo entre os fundamentos técnicos, geológicos, geopolíticos e econômicos, os quais contribuem para explicar tais flutuações.

Como se sabe, o acesso a jazidas de petróleo e gás natural tende a ter custos crescentes, pois as grandes descobertas de reservas de mais baixo custo são cada vez mais raras (HANSEN, PERCEBOIS, JANSSENS, 2019). Por isto, a atividade de Exploração e Produção (E&P) se expandiu para novas fronteiras, com destaque para os denominados recursos não convencionais (*shale gas, shale oil, tight oil...*), em especial na América do Norte, e também para a exploração em águas profundas e ultra-profundas, com destaque notadamente para a área do pré-sal no Brasil (PINTO Jr, 2018).

Ao longo da última década, o incremento da produção norte-americana de petróleo foi expressivo, saltando de 7,3 milhões de barris/dia para 17 milhões de barris/dia no período entre 2009-2019<sup>1</sup>. Este aumento de produção produziu três importantes efeitos interdependentes: i) a queda dos preços internacionais num contexto de oferta mundial crescente e demanda estabilizada; ii) a redução da dependência norte-americana das importações e iii) a consequente mudança estrutural dos fluxos de comércio internacional do petróleo.

Adicionalmente, importa destacar, com relação ao último ponto, que tal mudança dos fluxos de comércio de petróleo é também decorrente e da estratégia de segurança energética pelos países asiáticos. A construção de refinarias de maior complexidade (capazes de processar diferentes tipos de óleo) e a celebração de contratos de fornecimento de óleo de longo prazo foram fatores fundamentais para aumentar as importações asiáticas de óleos mais pesados como os provenientes da América Latina e África.

Ademais, a situação atual do mercado é caracterizada por um contexto de oferta excedente e diversificada e demanda estabilizada. A oferta é hoje mais diversificada do que no passado com novos produtores atuando no mercado internacional como exportadores, incluindo Brasil, como será visto adiante.

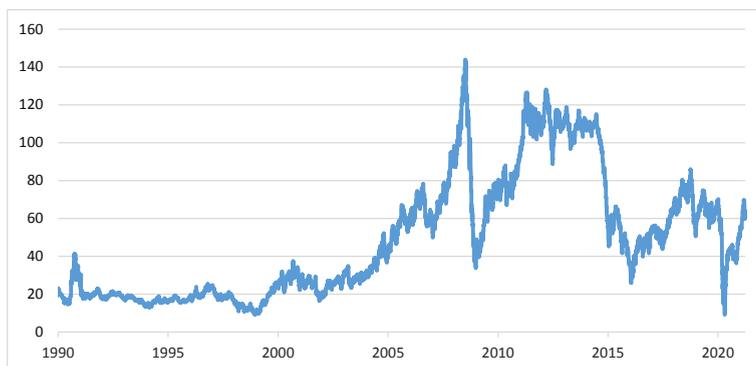
O período de preços altos do petróleo, registrados entre 2003 e 2014, favoreceu a busca das novas fronteiras de E&P. Porém, as inovações tecnológicas permitiram o alcance indispensável da competitividade nestas áreas de custos mais elevados, em particular após a

<sup>1</sup> Fonte: BP *Statistical Review of World Energy 2020* | 69th edition, disponível [www.bp.com](http://www.bp.com).

queda dos preços internacionais a partir de 2014, conforme apresenta o Gráfico 1 (INVESTING.COM).

Este aspecto tem pautado as revisões de cenários preparados pelos principais *outlooks* de empresas (BP, 2020), governos (EIA/DoE, 2020) e organizações internacionais (IEA, 2021; OPEP, 2021).

Gráfico 1 - Evolução dos preços spot diários do petróleo Brent em dólares por barril



## 2.1 A integração de tecnologias digitais na indústria de petróleo

As inovações tecnológicas na indústria petrolífera mundial sempre possibilitaram, historicamente, a ampliação das fronteiras de exploração e produção. Cabe notar, entretanto, que as soluções tecnológicas buscam não apenas superar os desafios técnicos de acesso e recuperação de óleo e gás natural em ambientes mais difíceis, mas também são importantes vetores de redução de custos a fim de assegurar a viabilidade econômica e competitividade para as reservas destas novas fronteiras de produção.

Isto posto, é importante notar que, nas condições de contorno da indústria mundial de petróleo, vigentes desde 2014, a busca de tais soluções está igualmente associada às transformações digitais presentes em todos setores da economia e da sociedade (PINTO Jr., 2018). Assim cada vez mais frequentemente, observa-se que a natureza das inovações que visa conjugar os objetivos apontados – custos e acesso a jazidas mais difíceis - incorpora um conjunto amplo de soluções tecnológicas digitais que varia, inclusive, de um projeto para outro.

A aceleração da adoção de soluções tecnológicas, apoiadas em ferramentas digitais, constitui um vetor importante que deverá pautar, a médio e longo prazo, as estratégias empresariais e as políticas de governo, tal como destaca o Conselho Mundial de Energia: “*Advances in digital technology are the main driving forces behind rapid changes in the energy sector*” (WORLD ENERGY COUNCIL, 2017).

Este novo contexto enseja a necessidade de ampliar os fatores de competitividade dos hidrocarbonetos face à expansão esperada das energias renováveis nas matrizes energéticas nacionais.

Neste sentido, como destacado na seção anterior, a expansão setorial, especialmente nas novas fronteiras de exploração, está fortemente vinculada à introdução de inovações e soluções tecnológicas que permitam ampliar os ganhos de produtividade e as diferentes fontes de redução de custos (PINTO Jr., 2018).

Dentre o conjunto de *clusters* tecnológicos examinados em Coutinho e Ferraz (2018), alguns já têm sido objeto de adoção nos projetos desenvolvidos pelas empresas de petróleo, a saber: Inteligência Artificial, Big Data, Computação em Nuvem, Novos Materiais e Nanomateriais e Robótica Autônoma.

A adoção de soluções que incorporam essas tecnologias pode ser caracterizada como provedoras de inovações tecnológicas, com potencial radical ou incremental, mas que já promovem mudanças qualitativas, embora com impactos diferenciados em cada uma das novas fronteiras de E&P (não convencionais *onshore* e pré-sal *offshore*).

Além disso, face os desafios de acesso às novas fronteiras de exploração, conjugada com a necessidade de reduzir seus custos, algumas soluções tecnológicas, específicas para o sistema produtivo de petróleo e gás têm sido adotadas (PINTO Jr., 2018). Elas emergem da busca de padronização de algumas dessas novas soluções, reunindo elementos de Digitalização, *Data Driven Operations* e Inteligência Artificial (IA).

O Quadro 1 (PINTO Jr., 2018) sintetiza o alcance em curso e possível de soluções tecnológicas orientadas aos desafios dois *drivers* principais: a) busca de novos prospectos das novas fronteiras exploratórias com geologia, localização e reservatórios de difícil identificação, acesso, avaliação e produção (não convencionais e águas ultra-profundas/pré-sal) e b) redução dos custos de produção ante os novos patamares dos preços internacionais e incerteza com relação ao comportamento futuro dos preços.

Quadro 1 - Soluções e tendências tecnológicas no segmento *upstream*

Alcance e absorção de tecnologias	Soluções tecnológicas	Tendências e novas tecnologias
Integração + Interação de novas tecnologias de geração + transmissão de dados	Produção compartilhada de equipamentos e serviços	Perfuração a laser
Otimização de processos com inteligência artificial e ampliação do uso Big Data	Poços horizontais	Poços com nano sensores e <i>smart fields</i>
Automação + geração de dados + gerenciamento de dados + interação/resposta+rotinas	Imageamento/interpretação de dados geológicos (geração/migração/acumulação de fluidos)	Sísmica 4D
<i>Real time data</i>	Algoritmos para interpretação sísmica e identificação de zonas permo-porosas de melhor qualidade; <i>“cream do sweet spot”</i> (seleção de locação)	Completação inteligente: monitoramento reservatório real time

No Quadro 1, aparecem destacadas, adicionalmente, as alternativas que privilegiam a gestão inteligente de sistemas complexas, os sistemas denominados *data analytics*, a ampliação do espectro das formas de automação, além da incorporação de tecnologias disruptivas que alteram sobremaneira a concepção e a execução de novos projetos de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. Além disso, cabe apontar os esforços de PD&I em curso que visam aperfeiçoar e difundir as fronteiras tecnológicas, como a Sísmica 4D e o desenvolvimento da perfuração.

A adoção de inovações e novas soluções tecnológicas também têm sido relevantes no segmento de refino. É possível afirmar que os riscos associados aos investimentos em novas refinarias são crescentes e cada vez mais dependentes da velocidade e dos resultados esperados das políticas de substituição de derivados que começam a ser implementadas após o Acordo de Paris, assinado em 2015.

Tal constatação aponta, por outro lado, para a importância de incorporação também a ritmo mais acelerado de tecnologias digitais nas refinarias existentes, buscando através delas a racionalização de processos, a modernização de instalações e uma potencial redução de custos.

Desse modo, no segmento de refino, os avanços tecnológicos recentes, com incorporação de tecnologias digitais, têm permitido o

*retrofit* de um grande número de refinarias existentes, visando racionalizar e reduzir os custos operacionais. Além disso, as principais refinarias *greenfield*, com destaque para aquelas construídas na China e no Oriente Médio mais recentemente, também passaram a incorporar as principais tendências associadas à transformação digital. Neste sentido, as refinarias não se distinguem muito das plantas de outros segmentos industriais que buscam adotar os pilares tecnológicos da chamada Indústria 4.0.

Yuan, Qin e Zhao (2017) destacam o papel crescente dos projetos intitulados “*smart manufacturing*”, os quais buscam combinar informações e tecnologia de modo a ampliar flexibilidade, produtividade e qualidade dos processos. As refinarias de petróleo têm buscado uma produção inteligente por meio de avanços na unidade de processamento, na planta, no negócio e na cadeia de abastecimento.

## **2.2 Indústria brasileira de petróleo na última década: consolidação da posição de exportador líquido**

Ao longo da última década, a Indústria Brasileira de Petróleo (IBP) logrou êxito no que concerne à superação da dependência das importações de óleo bruto e, sobretudo, ao alcançar a condição de exportador líquido no mercado internacional do petróleo.

Para tal alcance, as descobertas em águas ultra-profundas, na área geológica do Pré-Sal, cumpriram um papel crucial. Cabe recordar que os investimentos em E&P no pré-sal foram fruto do processo de cooperação da Petrobras com as empresas recém-chegadas ao Brasil para projetos de exploração, após o processo de abertura iniciado no fim dos anos 1990.

O caráter inovador da descoberta numa nova e promissora fronteira petrolífera exigiu um imenso esforço de inovações tecnológicas, visando maximizar o petróleo e o gás natural a serem produzidos. O desafio de superação tecnológica tem sido acompanhado por igual desafio no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. A fronteira de exploração e de produção do Pré-sal estabeleceu uma mudança radical nas condições de contorno da IBP, pois alterou os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco (TOLMASQUIM e PINTO Jr., 2012). As descobertas modificaram estas condições tanto nas novas áreas ainda não-concedidas e localizadas nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios que lograram sucesso na exploração, quanto em áreas já concedidas e que eventualmente ainda não foram exploradas.

Os reservatórios do pré-sal, o situados em águas ultra-profundas, podendo atingir 7.000 metros abaixo do nível do mar, impuseram um contexto repleto de desafios tecnológicos que foram, pouco a pouco, superados, relacionados, segundo Pinto Jr. (2018), com: a) caracterização e engenharia de reservatórios; b) completação e perfuração de poços; c) engenharia submarina, em particular, a qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis ou rígidas que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em águas ultra-profundas e o desenvolvimento do conjunto de operações *subsea*; d) logística para o aproveitamento do gás natural associado e desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO<sub>2</sub> e de dutos em profundidade maior que 3.000 metros, além da dificuldade de escoar o gás produzido a cerca de 200 km da costa.

O desafio de superação tecnológica tem sido acompanhado por igual desafio nos planos legal, institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. Em 2010, o governo Lula a propôs alterações nos marcos legal e regulatório da indústria do petróleo. Cabe recordar que a reforma de 1997 que levou à aprovação da Lei 9478/1997 (conhecida como Lei do Petróleo) introduziu o regime contratual de concessão; para a área do pré-sal a principal alteração foi a aprovação no Congresso Nacional do regime de partilha de produção, cujos atributos contratuais e regulatórios são contestados pelos principais operadores<sup>1</sup>.

Independentemente das críticas, cabe notar que a produção do pré-sal no Brasil tem crescido de forma vertiginosa, o que demonstra a capacidade da Petrobras, das empresas consorciadas, da indústria para-petrolífera e das instituições de pesquisa em cooperar efetivamente para a superação dos desafios listados acima.

Cabe recordar neste ponto que o principal traço marcante da política energética brasileira desde o primeiro choque do petróleo, nos anos 1970, diz respeito à busca pela autossuficiência na produção de hidrocarbonetos. Desde então, este é um aspecto comum das diretrizes governamentais implementadas para o setor energético brasileiro, por governos com orientações políticas muito diferentes (PINTO Jr. e alli, 2016).

Os resultados são largamente conhecidos. Ainda que o Brasil tenha que importar óleos leves para o equilíbrio do seu processo de refino, o país já alcançou a condição de país exportador líquido com efeitos positivos para a balança comercial. Cabe notar que o petróleo, em 2019, foi o segundo principal produto exportado pelo Brasil, supe-

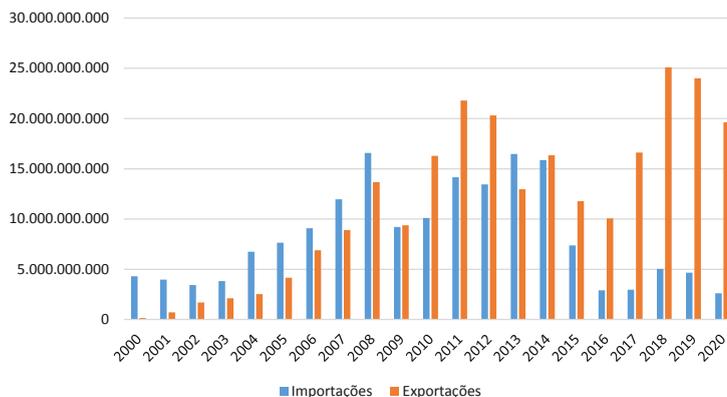
<sup>1</sup> Ver por exemplo a matéria da Agência Brasil, em 03/12/2020, "Presidente da Petrobras defende fim do regime de partilha" O Contrato de partilha não tem sentido econômico, diz Castello Branco, disponível em <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2020-12/presidente-da-petrobras-defende-fim-do-regime-de-partilha>

rado apenas pela soja, conforme apresentam a Tabela 1 (ANP) e o Gráfico 2 (ANP).

Tabela 1 - Produção, Importação e Exportação de Petróleo Bruto (em barris de petróleo por dia)

Ano	Produção	Importação	Exportação	Saldo
	(barris/dia)	(barris/dia)	(barris/dia)	(barris/dia)
2000	1.234.592	398.084	18.681	-379.403
2001	1.292.773	416.937	110.778	-306.159
2002	1.454.396	380.071	234.961	-145.110
2003	1.496.111	343.932	241.771	-102.161
2004	1.481.417	463.768	230.827	-232.942
2005	1.633.574	378.667	274.494	-104.173
2006	1.722.733	360.297	368.044	7.747
2007	1.747.996	437.352	421.404	-15.948
2008	1.817.193	408.789	433.179	24.390
2009	1.950.364	393.187	525.641	132.453
2010	2.054.668	338.763	631.485	292.722
2011	2.105.399	332.255	604.517	272.262
2012	2.066.873	312.186	549.392	237.206
2013	2.023.876	405.037	380.761	-24.277
2014	2.254.602	394.937	518.909	123.972
2015	2.437.445	324.072	736.742	412.671
2016	2.517.071	178.572	798.239	619.667
2017	2.720.902	149.247	996.568	847.321
2018	2.678.888	186.195	1.123.313	937.118
2019	2.876.530	189.269	1.172.400	983.131

Gráfico 2 - Importações e exportações brasileira de petróleo (US\$ FOB)



Tal como mostra a Tabela 2 (ANP), ao contrário do que ocorre com a produção e à condição exportadora de petróleo bruto, a dependência externa com relação à importação de derivados é ainda significativa, mesmo com a redução da demanda, resultante dos anos de recessão econômica observados ao longo da última década e agravados, em 2020, com a pandemia do Covid-19.

Diferentes estudos<sup>1</sup>, contudo, apontam para a necessidade de importações de derivados por um período longo. A redução da participação da Petrobrás no *downstream* pode ampliar a entrada de outros agentes, inclusive nas operações comerciais de importação, e abrir um caminho de transição para novas configurações patrimoniais e novas estruturas de mercado.

Tabela 2 - Saldo Balança Comercial de Derivados (milhões US\$ FOB)

Ano	Gasolina (MM US\$)	Óleo diesel (MM US\$)	Óleo combustível (MM US\$)	GLP (MM US\$)	Nafta (MM US\$)	Querosene de aviação (MM US\$)	Saldo total derivados (MM US\$)
2000	386	-1.242	236	-797	-1.033	-211	-2.661
2001	493	-1.199	780	-550	-1.330	-238	-2.044
2002	489	-1.082	614	-352	-966	-177	-1.474
2003	504	-766	963	-292	-1.255	-72	-918

<sup>1</sup> Ver a esse respeito EPE (2021), Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.

Tabela 2 - Saldo Balança Comercial de Derivados (milhões US\$ FOB)  
(continuação)

Ano	Gasolina (MM US\$)	Óleo diesel (MM US\$)	Óleo combustível (MM US\$)	GLP (MM US\$)	Nafta (MM US\$)	Querosene de aviação (MM US\$)	Saldo total derivados (MM US\$)
2004	551	-809	1.156	-382	-1.538	-34	-1.056
2005	1.032	-891	1.430	-210	-1.640	-164	-443
2006	1.185	-1.446	1.872	-433	-2.305	-370	-1.497
2007	1.828	-2.485	1.719	-599	-2.318	-530	-2.385
2008	1.646	-4.647	2.376	-954	-3.330	-1.228	-6.137
2009	965	-1.129	1.458	-665	-2.123	-613	-2.107
2010	81	-4.748	2.123	-1.125	-3.248	-1.048	-7.965
2011	-1.441	-6.948	2.839	-1.540	-4.379	-1.399	-12.868
2012	-2.910	-6.308	4.635	-1.057	-5.692	-1.314	-12.646
2013	-1.914	-7.984	3.506	-1.241	-4.747	-1.569	-13.949
2014	-1.354	-8.412	2.804	-1.497	-4.301	-1.127	-13.887
2015	-800	-3.375	1.114	-584	-1.698	-644	-5.987
2016	-682	-2.742	624	-2.405	-434	-438	-6.282
2017	-1.546	-5.415	1.189	-707	-3.432	-208	-10.119
2018	-758	-5.826	2.494	-1.233	-3.609	-222	-9.152
2019	-754	-6.659	3.068	-689	-2.912	652	-7.294
2020	-555	-3.934	3.668	-561	-1.132	310	-2.204

### 3. O DRIVER DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: IMPACTOS PARA O MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

O fim do ciclo de uma década de preços elevados (2003-2014) no mercado de petróleo tem sido marcado pela volatilidade e por patamares de preços significativamente mais baixos. Desde então, alguns fatores contribuíram para deixar para trás a ideia de um pico de oferta (o denominado “*peak oil de Hubbert*”) e sinalizar diferentes horizontes para o pico de demanda, especialmente após a pandemia da Covid-19<sup>1</sup>. Em primeiro lugar, o Acordo de Paris, em 2015, e a recente Cúpula do Clima,

<sup>1</sup> Tal como apontado no documento IEA (2021) “*Oil 2021 Analysis and forecast to 2026*” *Rapid changes in behavior from the pandemic and a stronger drive by governments towards a low-carbon future have caused a dramatic downward shift in expectations for oil demand over the next six years. This is forcing hard decisions on oil-producing countries and companies, which are reluctant to leave resources untapped or to install new capacity that would only sit idle. Could oil demand peak sooner than expected? Or is the world heading into a supply crunch? What will the implications be for the refining industry and trade flows?*”.

promovida pela Administração norte americana de Joe Biden, em 2021, colocaram em tela uma perspectiva de curto prazo estagnação e de queda da demanda de petróleo a longo prazo. Se uma parcela dos compromissos assumidos for honrada, a demanda por combustíveis fósseis tende a cair ao longo dos próximos anos como resultado da revisão de diretrizes das políticas energéticas nacionais.

Desse modo, a próxima década será fortemente marcada pelo *driver* ambiental e por uma perspectiva de aceleração dos programas e políticas públicos dedicados à transição energética.

Tal como destaca Helm (2018), todas as empresas de energia e, em particular, as petrolíferas devem começar a adaptar seus atuais modelos de negócios. Nesta perspectiva, os países exportadores de petróleo, principalmente do Oriente Médio, serão impactados negativamente, enquanto os países que investem em novas tecnologias podem se tornar ainda mais influentes no jogo geopolítico.

Em linha com esta visão, ainda que possamos assumir que ocorrerão diferentes “*energy transitions*”, segundo as respectivas dotações de recursos energéticos e estruturas de oferta e de demanda de cada país, há em comum entre elas a tentativa de conciliação dos objetivos de segurança energética e de maior participação de fontes renováveis. No caso de grande maioria dos países integrantes do G-20, a questão central passa a ser a descarbonização, na busca de reduzir a participação das energias fósseis de cerca de 81% para 58%, em 2040.

Porém, a “Transição Energética” não pode ser definida e se resumir a esta meta, ainda que importante. Até porque, neste caso, o Brasil já teria concluído a transição energética, dado a participação de cerca de 45% de renováveis na matriz energética nacional.

Não se pretende aqui advogar por uma substituição do conceito de “Transição energética” cujo significado, ainda que limitado, já é amplamente difundido; porém, parece claro que ele não se esgota no aumento da participação das renováveis na matriz energética. Na verdade, o setor de energia está em franca transformação, tal como aponta IRENA (2019). Assim, tem se difundido a noção de estratégias D\_ - D\_ - D, com a combinação de diretrizes de política e programas governamentais orientados para a integração de expansão da além da “descarbonização”, da “digitalização” e da “descentralização”.

Cabe notar que a linha que costura os 3 “D”, tal como já salientado na seção 2, é a inovação tecnológica e organizacional, o que sugere a configuração de um setor de energia muito diferente daquele que temos hoje no horizonte 2040/2050.

Nesta perspectiva, o componente tecnológico surge como principal vetor da grande transformação do setor de energia, acrescentando ao processo diversas e novas incertezas associadas à evolução

das tecnologias de produção, utilização e operação do setor de energia<sup>1</sup>.

Na sua fase inicial, a preocupação primordial das políticas visando acelerar o processo de transição energética era possibilitar que as fontes renováveis se tornassem opções viáveis do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. O que se espera para a próxima década é diferente: as energias renováveis já estão se difundindo rapidamente em muitos países, gerando grandes mudanças para as tecnologias, organizações e infraestruturas.

Nesta nova fase, observa-se não apenas uma aceleração da dinâmica de transição anterior, mas também novos fenômenos. Estes incluem uma complexa interação de múltiplas tecnologias, a mudança e o surgimento de novos modelos de negócio e a revisão dos instrumentos de políticas setoriais e de regulação. A pandemia da Covid-19 acrescentou um elemento a mais na busca da aceleração de medidas que visem a transição energética. Sob tais circunstâncias é de se esperar “*clean packages*”, como destacado por (HEPBURN et al., 2020) venham a cumprir um papel crucial no processo de recuperação econômica com forte associação de regimes de incentivos e programas governamentais voltados para os objetivos da transição energética.

Este novo contexto pode encurtar o horizonte do pico de demanda e irá certamente pautar, ao longo da próxima década, a evolução do mercado internacional do petróleo, impondo revisões estratégicas das empresas petrolíferas, sejam elas estatais ou privadas (FATTOUH, POUDINEH, E WEST, 2019).

Em suma, o contexto do mercado internacional será marcado por quatro fatores-chave: i) oferta excedente; ii) maior número de produtores e exportadores; iii) competição acirrada no comércio internacional por *market share*; e iv) demanda estabilizada, com viés de declínio.

Evidentemente, a arena geopolítica permanecerá sendo chave e acordos de produção podem ser estabelecidos para tentar contornar os efeitos sobre os preços que esses fatores-chave podem provocar. Neste sentido, é possível se interrogar por quanto tempo a Arábia Saudita irá sustentar o papel de *swing producer* que ela voltou a cumprir<sup>2</sup>. Como mostra Fattouh (2021) dado o volume de suas reservas, a Arábia Saudita deve garantir que terá demanda de longo prazo por seu pe-

1 Tal como menciona Helm (2016, p. 199), “*it is impossible to know in advance what technologies will be successful. It is in the nature of technical progress that there will be surprises. If we had the knowledge to predict, we would have the technologies already*”, in HELM, D. The future of fossil fuels—is it the end? Oxford Review of Economic Policy, v. 32, n. 2, p. 191-205, 2016.

2 Em 2019, a produção saudita atingiu 9,8 milhões de barris/dia. Desde então, e a fim de viabilizar o acordo entre os membros da OPEP+, o ajuste da Arábia Saudita levou a expressivos cortes, com registro de produção de 8 milhões de barris/dia em março de 2021. É praticamente a Arábia Saudita que assegura, dentro dos membros da OPEP, o ajuste de oferta desde o acordo de Produtores estabelecido em 2020.

tróleo, e isso tem implicações importantes para sua política de curto e longo prazo. Embora ante um choque negativo de demanda, como em 2020, a política saudita seja cortar a produção, há forte dependência das receitas de exportação para seu equilíbrio fiscal.

Porém, com a aceleração da transição energética e, do ponto de vista estrutural, um nível de demanda mais baixo a médio prazo, a manutenção de uma posição de *swing producer* só reforça a sensação de equilíbrio instável de curto prazo no mercado internacional do petróleo. Tal condição só reforça a hipótese de que a competição entre produtores será intensa e lançar dúvidas sobre a efetividade, a médio e longo prazos, de acordos de cortes de produção e, em especial, sobre o por quanto tempo a Arábia Saudita continuaria a cumprir este papel de *swing producer*. Em contrapartida, a estrutura de custos mais baixos favorece o petróleo árabe, caso um novo ciclo de baixa de preços venha a ocorrer nos próximos meses, cujo gatilho está no processo de tomada de decisão da Arábia Saudita com relação ao seu nível de produção.

Em suma, num contexto marcado pela queda do patamar dos preços do petróleo, pelo papel das novas fronteiras de exploração e produção, pelas transformações na estrutura da demanda de combustíveis e pelo fortalecimento das políticas de substituição de combustíveis fósseis, as estratégias das principais empresas de petróleo estão vinculadas a projetos que permitam, por um lado, a diversificação de seus *core business*, com novos investimentos em outras indústrias de energia e ii) a adoção de inovação e soluções tecnológicas que reduzam custos de investimento e operação, assim como o seu tempo de implementação.

Desse modo, a busca pelos vetores de redução de custos para assegurar a competitividade dos projetos de E&P e refino vem pautando as mudanças dos planos e modelos de negócio das empresas de petróleo. Tal busca é particularmente forte para as citadas novas fronteiras de E&P, como as reservas não convencionais nos EUA e o pré-sal no Brasil, as quais têm estruturas de custos mais elevadas.

#### **4. A IBP NA PRÓXIMA DÉCADA: DESAFIOS DA REESTRUTURAÇÃO**

Como visto na seção 2, a última década consolidou, no Brasil, a passagem da condição de dependência das importações de petróleo bruto para a posição de exportador líquido no Cabe sublinhar que a produção nacional de petróleo é muito específica comparada à média mundial. A produção *offshore* mundial representa 29% da produção total; já no Brasil, os reservatórios *offshore* representam praticamente

95% do total de petróleo produzido.

Esta condição consolidou a vocação e expertise brasileiras de desenvolvimento de campos *offshore*, e este aspecto é, sem dúvida, uma fonte de vantagem competitiva para a Petrobras. Muitos dos consórcios firmados recentemente no Brasil têm como foco a busca de aprendizagem de operação no ambiente marítimo, visto que, a médio e longo prazo, ante a redução das oportunidades *onshore*, constata-se a tendência de desenvolvimento *offshore* em outros países.

Entretanto, ainda que os principais fatores tecnológicos críticos do desenvolvimento do pré-sal tenham sido superados, a próxima década coloca, em tela, uma série de desafios relacionados tanto com a evolução do mercado internacional do petróleo e da transição energética, quanto com respeito os vetores estruturais de mudança da IBP. Neste contexto, chama atenção o processo de revisão do papel estratégico da Petrobras, marcado pela reestruturação financeira que, ainda que seja necessária, deveria estar aliada a um processo de decisão governamental mais robusto e que levasse em consideração os fatores transformadores das indústrias de energia e a função da Petrobras para a reconfiguração da IBP na próxima década.

#### 4.1 Novo posicionamento estratégico da Petrobras

Durante décadas, a IBP foi estruturada em torno da Petrobras e de suas decisões estratégicas. Desde a sua criação, a Petrobras praticamente se confundiu com a própria indústria brasileira de petróleo, consolidando sua posição monopolista e verticalizada. Desde a abertura do fim dos anos 1990, o processo de desconcentração industrial avançou gradualmente, com a entrada de novos operadores no *upstream*.

Porém, desde 2014, além da perda de receita decorrente da queda dos preços do petróleo, a Petrobras teve que lidar com três problemas principais fortemente relacionados entre si: i) contábil (devido a problemas de auditoria e não publicação do balanço da empresa em tempo hábil em 2015); b) de gestão/governança corporativa; e c) financeiro. É notório que, desde 2016, o último ponto - processo de reestruturação financeira- tem guiado as decisões estratégicas da empresa.

A saída para resolver os problemas acumulados na esfera financeira tem que estar ancorada nas competências desenvolvidas pela empresa na esfera produtiva. É inegável a excelência produtiva e tecnológica da Petrobras, especialmente nas atividades *offshore*. Neste sentido, importa notar que as vantagens comparativas e competitivas da Petrobras precisam ser corretamente identificadas e valorizadas no seu portfólio de ativos. Sob tais circunstâncias parece claro que

as alternativas a serem buscadas, para a reestruturação financeira, exigem igualmente a necessidade de uma reestruturação produtiva da empresa que implicará na revisão do portfólio de ativos existentes e de novos projetos a serem desenvolvidos.

Para tal, as decisões, desde então, visaram ordenar e selecionar os ativos que garantam maior rentabilidade para a empresa, reestruturando o portfólio de ativos segundo: a) os critérios de prazo de maturação (curto, médio e longo prazos), b) os segmentos da cadeia produtiva (*upstream*, *midstream* e *downstream*) e c) com a natureza geológica dos blocos exploratórios e campos de produção (terra, águas rasas, profundas e ultra-profundas).

A disposição de promover a reestruturação financeira através da venda, ainda em curso, dos ativos da empresa revela que a Petrobras, em 2030, será certamente uma empresa menor do que aquilo que apontavam os Planos de Negócios concebidos até 2010, quando se imaginava que a companhia dobraria de tamanho em uma década.

Assim, as revisões recentes dos Planos de Negócios parecem indicar tão somente que a Petrobras tem como estratégia empresarial apenas realizar “menos do mesmo”, com exceção da concentração dos investimentos nos projetos de E&P no pré-sal. Em outros termos, o perfil desenhado da reestruturação empresarial, presidida pelos critérios financeiros, aponta para uma empresa especializada em atividades dedicadas a operação de projetos E&P offshore.

No caso da Petrobras, isto é decorrência das medidas que buscam reduzir, progressivamente, a participação da empresa nos diferentes segmentos da IBP. Tais medidas, desde julho de 2019, estão amparadas pelos denominados TCC (Termos de Cessação de Conduta ou Termo de Compromisso de Cessação de Prática), firmados pela Petrobras e o Cade, no qual a empresa se comprometeu a vender oito de suas refinarias de combustíveis líquidos e suas participações remanescentes nos mercados de transporte e distribuição de gás natural. Além disso, a Petrobras tem realizado várias operações de *farm out*, especialmente em campos terrestres, vendeu o controle da BR Distribuidora ficando com 37,5% do capital da empresa, reduziu sua inserção internacional e sua participação no segmento de biocombustíveis.

Esta escolha parece ir na contramão das revisões dos planos de negócios e estratégias observadas nas principais empresas de energia de diferentes países, tal como destacado na seção anterior, que visam diversificar os seus *core business*.

Sob tais circunstâncias, a próxima década, caso avancem as medidas sinalizadas acima, pode caracterizar uma nova posição da Petrobras na IBP marcada, por um lado, por uma forte posição consolidada e dominante nas áreas de offshore ultra-profundas, em particular

no pré-sal<sup>1</sup>; e, por outro, um menor grau de integração vertical e participação acionária nos demais elos da cadeia produtiva de petróleo e de gás natural.

É de se esperar, assim, que novos entrantes possam operar nos diferentes segmentos da IBP e possibilitar o surgimento de um novo padrão de concorrência setorial. Porém, uma agenda de reformas estruturais tão importante e histórica como essa tem que estar ancorada em estudos sólidos sobre os regimes de incentivos para novos investimentos e os instrumentos regulatórios e institucionais que garantam a segurança do abastecimento de combustíveis no país. Sem entrar no mérito dos atributos da visão liberal que sustenta as expectativas e interesses econômicos que gravitam em torno dela, duas questões-chave emergem desse processo de reestruturação da Petrobras e, conseqüentemente, da própria IBP.

A primeira está relacionada com a segurança do abastecimento; a segunda diz respeito aos preços dos combustíveis. Estas questões-chave são examinadas nas subseções seguintes.

#### **4.2 Princípio fundamental de política energética: a garantia do abastecimento**

Com relação à primeira questão-chave, a meta de saída parcial da Petrobras do refino já é o prenúncio de mudanças estruturais de relevância histórica. Cabe neste ponto recordar alguns aspectos importantes da trajetória de construção da indústria de refino no Brasil. Como se sabe, um dos objetivos centrais e estratégicos da criação da Petrobras foi a necessidade de reduzir a importação de derivados e inverter a pauta de importações nos anos subseqüentes (Pinto Jr e alli, 2016). Ou seja, o país passou a importar petróleo bruto e refinar internamente os derivados. Desde então, a empresa assumiu a importante missão de garantir o suprimento, a partir de sua operação integrada e otimizada, nos planos nacional e regionais, das atividades de refino, importação e logística.

Assim, desde a década de 1950, o desenvolvimento do parque de refino visava a garantia, em todo território nacional, do abastecimento de combustíveis, cuja demanda crescia a taxas anuais próximas de 10%. Desse modo, este era o *core business* da empresa até os anos 1970. Apenas nesta década é que a Petrobras passou a atuar na

---

<sup>1</sup> Ver a esse respeito a matéria no Valor Econômico, 07/12/2020, "Petrobras acelera a estratégia com foco no pré-sal Empresa prevê investir US\$ 55 bilhões entre 2021 e 2025, queda de 27% em relação ao plano anterior" Disponível no link <https://valor.globo.com/publicacoes/suplementos/noticia/2020/12/07/petrobras-acelera-a-estrategia-com-foco-no-pre-sal.ghtml> ou as ferramentas oferecidas na página

distribuição de derivados, quando foi então criada a BR Distribuidora para ser mais uma empresa no mercado de distribuição de combustíveis, o qual sempre contou com a participação de várias empresas (PINTO Jr., 2020). Também neste período, especialmente após os choques do petróleo, e visando reduzir a vulnerabilidade face as oscilações dos preços internacionais, é que foram ampliados os investimentos em exploração e produção offshore, que se revelou muito bem-sucedida ao longo do tempo.

Posteriormente, no fim dos anos 1990, com a Lei do Petróleo e a criação da ANP, a introdução da concorrência passou a ser um objetivo estabelecido no novo marco legal.

Entretanto, no início dos anos 2000, o ciclo de introdução de pressões competitivas e de liberalização na reestruturação do mercado *downstream* brasileiro se revelou incompleto, pois a Petrobras, na prática, manteve seu poder de monopólio no refino.

A desconcentração industrial prevista com a venda das refinarias da Petrobras se constituirá, de fato, numa mudança estrutural histórica irá ensejar um novo padrão de concorrência no refino, com a expectativa de entrada de novos competidores, e engendrando, a reboque, alteração nas condições de concorrência nos demais segmentos a jusante da cadeia.

Entretanto, uma fase de transição bem-sucedida é uma condição essencial para o alcance de tal objetivo. Neste sentido, é de se esperar que as transformações no refino sejam acompanhadas de mudanças regulatórias que possam ser aderentes às características inerentes dessa fase de transição. Em particular, a preocupação central deve ser, prioritariamente, a garantia de suprimento de todos os derivados e biocombustíveis, em todo o território nacional e sua implementação requer atenção especial, tanto no aspecto operacional quanto regulatório<sup>1</sup>.

As condições para garantia do suprimento suscitam tarefas de adequação dos instrumentos de regulação, por parte da ANP, os quais devem observar o novo papel da Petrobras, a necessidade de gerar um ambiente de atratividade aos novos entrantes e o aumento do nível de investimentos necessários na modernização dos ativos de refino e expansão dos investimentos em infraestrutura e logística de movimentação de combustíveis, visando garantir condições de competitividade no mercado através da eliminação de gargalos logísticos.

Neste sentido, será crucial desenvolver, aplicar e fiscalizar a regulamentação apropriada num ambiente de isonomia competitiva, coibindo ações que degradam este ambiente em benefício das fraudes e irregularidades no setor.

<sup>1</sup> Cabe ressaltar ainda que, como é de conhecimento geral, mudanças tributárias estão sendo estudadas pelo atual governo, mas ainda não se sabe ao certo de que maneira irão alterar as condições de concorrência no *downstream*.

### **4.3 Condição necessária: racionalidade dos preços dos combustíveis**

No que concerne a segunda questão-chave - preços dos combustíveis- o estresse de reajustes frequentes dos preços suscita sucessivas crises de credibilidade e incerteza sobre o comportamento futuro da Petrobras com relação aos preços sob uma nova direção.

Este tipo de problema emerge da imprecisão conceitual que embaralha a visão empresarial e as políticas públicas. Em outros termos, é mister separar dois temas críticos: i) a formação e reajustes dos preços da empresa ainda monopolista e que mesmo com a venda parcial do refino terá poder de mercado e ii) a política de preços de combustíveis (hoje inexistente no plano formal) a ser implementada pelo governo.

No que concerne ao primeiro tema, é correto a Petrobras perseguir, como faz desde 2016, o princípio econômico de base de alinhamento dos preços domésticos dos derivados aos preços internacionais. Cabe notar aqui que não se trata do preço final ao consumidor e sim do preço denominado ex refinaria.

Assim, ainda que não submetida à concorrência no refino, é natural que a Petrobras busque praticar preços alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais. Tal prática oferece os sinais econômicos corretos para os agentes econômicos a jusante do refino (distribuição e revenda).

Porém, nos últimos vinte anos, todos os governos, sem exceção, confundiram e misturaram estes dois pontos e, na prática, acostumamos a considerar a prática empresarial de formação de preços como se ela encerrasse todos os atributos necessários para uma política de preços dos combustíveis.

A política de preços dos combustíveis é, em última instância um instrumento de política energética. De maneira esquemática, a política energética se articula em torno: i) da segurança do abastecimento de energia; e ii) do uso racional e eficiente dos recursos energéticos. Para tal, os governos, de uma forma geral, dispõem de instrumentos como as políticas de tributação das fontes de energia, as políticas de preços e os subsídios e incentivos que permitem promover, por exemplo, o desenvolvimento de determinadas fontes de energia em detrimento de outras, consideradas mais caras e/ou mais poluentes; ou ainda orientar programas redistributivos de natureza social e/ou regional. Este é um dos papéis legítimos do Estado no setor de energia e, se olharmos sem a lupa de fundamentalismos liberais ou intervencionistas, encontraremos inúmeros exemplos internacionais que usam um ou mais desses instrumentos para suas respectivas políticas de preços.

Apesar de existir uma carga de tributos elevada, não existe no

Brasil uma política funcional de preços dos derivados e, portanto, a arrecadação serve primariamente a necessidades fiscais. Além disso, é fundamental notar que existem diferentes estruturas de mercados de combustíveis. O mercado de gasolina é diferente do mercado de GLP, por exemplo, formados inclusive por *players* diferentes na atividade de distribuição e na revenda aos consumidores finais.

Reconhecidas tais características, não há dificuldade técnica para desenhar uma política de preços para os combustíveis no Brasil (PINTO Jr., 2021). A criação da Contribuição de Domínio Econômico (CIDE), em 2001, serviria exatamente a esse propósito, pois, apesar de não exercer sua função precípua, foi desenhada para operar como amortecedor das flutuações dos preços internacionais. Outros inúmeros exemplos de aplicação, com comparações internacionais de políticas de preços, instrumentos similares, com ênfase em questões ambientais e/ou de equidade social/regional, são sobejamente conhecidos<sup>1</sup>.

A especificidade brasileira neste caso se traduz numa situação que envolve a presença de uma empresa que, ainda que seja estatal, detém o monopólio de um segmento crucial para toda a cadeia petrolífera. Em outros países, como por exemplo na Europa, a presença de mais de uma empresa atuando no refino e/ou na importação de derivados funciona, através da competição em oligopólios nacionais ou regionais, como um amortecedor das flutuações dos preços do petróleo, pois os refinadores competem por *market share*.

Assim, nem todos repassam para os preços, o mesmo percentual e ao mesmo tempo, as oscilações dos preços da matéria-prima. Até porque se assim o fizerem também podem ser investigadas pelas autoridades de defesa da concorrência por ação coordenada na formação de preços. Nos EUA, o mercado é ainda menos concentrado e, embora os preços estejam corretamente alinhados, também nem todos os agentes reajustam preços da mesma forma e ao mesmo tempo.

Portanto, a elaboração de uma política de preços “partindo do zero” ou a eventual adaptação de experiências internacionais à realidade brasileira não é uma tarefa difícil de ser concretizada no campo da política setorial. O que importa assim é modificar a relação e as responsabilidades entre o Poder Executivo e a Petrobras no que tange à elaboração de uma política de preços.

Para tal, o atributo fundamental para o sucesso da implementação de uma política de preços reside na transparência e qualidade da formulação, bem como no monitoramento e avaliação dos resultados.

<sup>1</sup> Ver por exemplo Altomonte, H. y J. Rogat (2004) “*Política de precios de combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales*”, (LC/L. 2171-P), Naciones Unidas, Santiago de Chile. Ou mais recentemente, Bizeul, A e Lattanzio, D., (2021) “*From well to tank: How governments can use gasoline prices to accelerate a green and just transition*”, disponível em <https://www.iea.org/commentaries/from-well-to-tank-how-governments-can-use-gasoline-prices-to-accelerate-a-green-and-just-transition>

## 5. CONCLUSÕES

A evolução do mercado internacional do petróleo e da IBP será tributária das mudanças, em todo o mundo, que gravitam em torno das ações para redução dos combustíveis fósseis na matriz energética. Tal evolução será resultante da interação do que denominamos fatores transformadores das indústrias de energia.

É de esperar que a conjugação das novas tecnologias, as mudanças nos padrões de produção e consumo de energia, as novas estratégias empresariais, bem como a redefinição dos objetivos e instrumentos de política energética e de regulação exerçam, de forma conjugada, um setor energético muito diferente ao final desta década.

No que concerne o caso brasileiro, vale ressaltar que as possibilidades abertas com as importantes descobertas do Pré-Sal, mesmo com grandes desafios empresariais, tecnológicos, institucionais e regulatórios que foram progressivamente superados, colocam o país numa privilegiada posição em matéria de dotação de hidrocarbonetos e também no mercado internacional, com a consolidação de exportador líquido. Assim, cabe notar que, do ponto de vista dos atributos setoriais, as perspectivas são favoráveis, dados: i) o volume de recursos descobertos; ii) o domínio e a excelência tecnológica para operar em novas fronteiras de exploração tal como as águas ultra-profundas; iii) a escala de produção e do mercado e iv) a disponibilidade de recursos humanos qualificados.

Tais atributos podem ser potencialmente aproveitados e ensejar um processo de retomada do dinamismo da IBP. Para tal será necessário, contudo, estabelecer diretrizes de política energética mais claras que contemplem o papel da Petrobras na IBP e que crie, simultaneamente, um regime de incentivos para os investimentos necessários ao longo da cadeia produtiva do petróleo e derivados. Neste sentido, será fundamental definir os objetivos esperados da Petrobras, cujos movimentos estratégicos recentes tendem a torna-la mais especializada (em *offshore*) e menos diversificada, ao contrário do que ocorre com as principais companhias petrolíferas no presente.

A qualidade das etapas de implementação terá forte influência sobre o resultado esperado de longo prazo, onde se vislumbra um mercado livre e competitivo, com a criação de ambiente de condições efetivas de concorrência e estrita restrição das práticas anticompetitivas, em especial a sonegação e a inadimplência fiscais e a adulteração de combustíveis.

Os resultados alcançados, ao longo das últimas décadas, pelos eixos condutores da política energética brasileira são bem conhecidos: com foco no objetivo de longo prazo de alcançar a autossuficiência de petróleo, o país logrou êxito no aumento da produção e passou

a ser exportador líquido de petróleo, vencendo uma histórica dependência das importações. Portanto, o país conseguiu potencializar as vantagens comparativas de seus recursos energéticos, através da fixação de objetivos de política energética de longo prazo que perpassaram, inclusive, governos com os mais diferentes matizes e orientações políticas.

Não obstante a ocorrência de equívocos de desenho e implementação de políticas energéticas, ao longo do tempo, é importante reconhecer o papel da coordenação do Estado tanto no que concerne o desenho das políticas. Entretanto, o que não se pode abrir mão, no setor de energia, é da capacidade do Estado de coordenar ações e planejar o longo prazo.

Neste sentido, foi destacada pela IEA (2020) essa função crucial da ação governamental para estabelecer novas diretrizes a serem adotadas, num contexto que conjuga a necessária saída, de curto prazo, das crises sanitária e econômica com os objetivos, de longo prazo, associados à transição energética<sup>1</sup>. Portanto, a agenda para a próxima década da IBP terá que incorporar, com métodos e mecanismos consistentes, os vetores tecnológicos, industriais e ambientais a fim de evitar que o país se atrase na trilha da transformação energética contemporânea em curso.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALTOMONTE, H.; ROGAT, J. Política de precios de combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales". (LC/L. 2171-P), Naciones Unidas, Santiago de Chile. 2004.

BIZEUL, A.; LATTANZIO, D. From well to tank: How governments can use gasoline prices to accelerate a green and just transition. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/from-well-to-tank-how-governments-can-use-gasoline-prices-to-accelerate-a-green-and-just-transition>

BP Statistical Review of World Energy 2020.

COUTINHO, L.; FERRAZ, J. C. Indústria 2027: Riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas. Instituto Euvaldo Lodi, Brasília, 2018.

DELGADO, F.; PINTO Jr., H. Q. Petróleo: perspectivas e condições para os investimentos, in Conjuntura Econômica, vol 74, n. 6, pp 46-48. 2020.

---

<sup>1</sup> Segundo IEA (2020) "*At a moment when Covid-19 has created extraordinary uncertainty, governments have unique capacities to act and to guide the actions of others*". <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

EIA/DoE. Summer Fuels Outlook. 2021. Disponível em: [https://www.eia.gov/outlooks/steo/special/summer/2021\\_summer\\_fuels.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/steo/special/summer/2021_summer_fuels.pdf)

FATTOUH B.; POUDINEH, R.; WEST, R. The rise of renewables and energy transition: What adaptation strategy exists for oil companies and oil-exporting countries?. *Energy Transit.* 3: pp. 45–58. 2019. <https://doi.org/10.1007/s41825-019-00013-x>.

FATTOUH, B. Saudi Oil Policy: Continuity and Change in the Era of the Energy Transition, OIES Paper, WPM 81, January 2021.

HANSEN, J. P.; PERCEBOIS, J.; JANSSENS, A. *Énergie: Économie et Politiques, Ouvertures Économiques*, De Boeck Supérieur, Bruxelles, 3<sup>ème</sup> édition. 2019.

HELM, D. *Burn Out: The Endgame for Fossil Fuels*, Yale University Press, 2018.

HELM, D. The future of fossil fuels—is it the end? *Oxford Review of Economic Policy*, v. 32, n. 2, p. 191-205, 2016.

HEPBURN, C.; O'CALLAGHAN, B.; STERN, N.; STIGLITZ, J.; ZENGHELIS, D. Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change? *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 36, Issue Supplement\_1, 2020, Pages S359–S381, <https://doi.org/10.1093/oxrep/graa015>

IEA. *Oil 2021 - Analysis and forecast to 2026*, Paris. 2021.

IEA. *Oil Market Report*. 2021.

IEA. *Energy Technology Perspective*. Paris. 2020a.

IEA. *World Energy Outlook*. Paris. 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

INDUSTRY. *Engeneering*. v. 3 n. 2. p. 179-182. 2017. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095809917302977>.

OPEC. *Monthly Oil Market Report*, OPEC. 2021.

PINTO Jr., H. Q. (Org.) BICALHO, R.; ALMEIDA, E.; IOOTTY, M.; BOMTEMPO, J. V. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*, Editora Elsevier Campus, Rio de Janeiro, 2016.

PINTO Jr., H. Q. *Estudo do Sistema Produtivo Petróleo e Gás*, in . *INDÚSTRIA 2027: Riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas*. Instituto Euvaldo Lodi, Brasília, 2018.

PINTO Jr., H. Q. Reforma da Indústria do Refino e as Questões-Chave do Novo Downstream no Brasil, in Broadcast Energia, Agência Estado, 21/09/2020. Disponível em: <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/872/35364144>

PINTO Jr., H. Q. Diferenças entre Formação dos preços e Política de Preços dos Combustíveis, in Broadcast Energia, Agência Estado, 22/03/2021. Disponível em: <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/872/37112497>

TOLMASQUIM, M. T.; Pinto Jr., H. Q., (Coord.). Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo, Editora Synergia. Rio de Janeiro. 2012.

WORLD ENERGY COUNCIL. The Energy Transition: how innovation is driving. 2017. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

YUAN, Z.; QIN, W; ZHAO, J. Smart Manufacturing for the Oil Refining and Petrochemical. 2017.

## **GÁS NATURAL: TRANSFORMAÇÕES LEGAIS E PERSPECTIVAS EM RELAÇÃO AOS CENÁRIOS INDICADOS NO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO**

Hirdan Katarina de Medeiros Costa<sup>1</sup>

Gabriela Passos<sup>1</sup>

Giancarlo Ciola<sup>1</sup>

Fernanda Tomé<sup>1</sup>

Thiago Brito<sup>1</sup>

Edmilson Moutinho dos Santos<sup>1</sup>

*<sup>1</sup>Universidade de São Paulo*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.637

### **RESUMO**

O gás natural é um recurso energético que tem sido cada vez mais utilizado ao longo dos anos, devido principalmente à sua versatilidade, ampla disponibilidade e menor nível de emissão de poluentes entre os hidrocarbonetos. Devido a estas e outras características, o gás natural tem grande importância para o processo de transição energética e para a construção de uma economia mais limpa. Entretanto, seu uso no Brasil enfrenta alguns entraves, dentre os quais podemos destacar o ambiente regulatório não consolidado em relação as atividades gasíferas. Nesse sentido, o artigo analisou a relação do gás natural na transição energética do país e suas influências nas mudanças do modelo regulatório referente ao insumo. Além disso, foi abordado sobre a iniciativa Gás para Crescer e o Programa Novo Mercado de Gás e as transformações legais ocasionadas por eles.

Palavras-chave: Gás Natural, Transição Energética, Transformações Legais, Regulação.

### **ABSTRACT**

Natural gas is an energy resource that has been increasingly used over the years, mainly due to its versatility, wide availability, and lower level of pollutant emissions among hydrocarbons. Due to these and other characteristics, natural gas has great importance for the energy transition process and for building a cleaner economy. However, its use in Brazil faces some obstacles, among which we can highlight the unconsolidated regulatory environment in relation to gas activities. It this

sense, the article analysed the relationship of natural gas in the country's energy transition and its influences on changes in the regulatory model related to the input. In addition, it discussed the Gas to Grow initiative, the Novo Mercado de Gás Program, and the legal changes caused by them.

Keywords: Natural, Energy Transition, Legal Transformations, Regulation.

## 1. INTRODUÇÃO

Segundo artigo publicado no *Economist* (2020), atualmente cerca de 85% da energia utilizada no mundo ainda é oriunda de combustíveis fósseis, o que reflete negativamente na saúde e no meio ambiente, uma vez que cerca de dois terços dos gases de efeito estufa são oriundos do uso de energia. Dados como esse mostram que apesar dos avanços relacionados ao uso de fontes energéticas mais limpas, ainda há um longo caminho a ser percorrido para potencializar o processo de transição energética mundial.

A transição energética tem como principal objetivo promover o uso mais racional e eficiente dos recursos energéticos, acarretando reflexos positivos na economia, na qualidade de vida da população, nos padrões de consumo e na redução de danos ao meio ambiente. A proposta pela construção de economias mais limpas popularizou o termo descarbonização, que consiste na redução ou eliminação de emissão dos gases de efeito estufa (GEE) através de uma economia com mínima liberação de carbono. Ações para descarbonização envolvem: o baixo consumo de energia, aumento de investimentos em inovações tecnológicas e em estudos de eficiência energéticas, juntamente com a busca por estratégias de exploração mais consciente dos recursos energéticos e no desenvolvimento econômico mais responsável em relação ao meio ambiente (EPE, 2020).

Nesse sentido, o gás natural tem papel importante para a construção de economias mais limpas, por tratar-se de um insumo com menor emissão de GEE em relação aos demais hidrocarbonetos. No caso do Brasil, embora as primeiras descobertas de gás natural no país tenham ocorrido nos anos 1950, o mercado de gás natural nacional cresceu lentamente ao longo dos anos e ainda se mostra incipiente quando comparado com outros países emergentes, tais como a Argentina. O gás natural representa atualmente apenas 12,2% das fontes primárias de energia no Brasil, de acordo com o Balanço Energético Nacional 2020, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020a). O preço do gás é um dos principais fatores para explicar o crescimento relativamente lento do mercado: de acordo com estudos do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de

Pesquisa Energética (EPE), em dezembro de 2019, o preço médio do gás para consumidores industriais com consumo médio de 20 mil m<sup>3</sup>/dia era de USD 15,20/MMBtu (EPE, 2020), enquanto este preço era de USD 2,22/MMBtu nos Estados Unidos (EIA, 2021). O país conta atualmente com uma malha de distribuição de gás natural pequena e geograficamente concentrada, com apenas 36.429 quilômetros de gasodutos (EPE, 2020), operados por 27 distribuidoras de gás local (ABRACE, 2016).

Em vista disso, o presente artigo visa contribuir com as discussões acerca da necessidade de ampliar o uso de gás natural de modo que isto possa colaborar para a redução das emissões de carbono em prol do avanço da transição energética do país e conseqüentemente na construção de uma economia mais limpa. Para isso, a pesquisa fez uma análise da transição energética e sua relação com o desenvolvimento dos aspectos regulatórios referentes ao gás natural e abordou sobre as principais iniciativas do governo federal de incentivo a ampliação do uso deste insumo (Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás).

## **2. GÁS NATURAL E A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA**

O Brasil apresenta potencial para ter um futuro energético limpo, com a ampla participação de fontes renováveis e expansão da participação do gás natural em sua matriz. Entretanto, o Brasil tem caminhado lentamente em alguns aspectos em comparação a tendência mundial de esforços referentes a transição energética, pelo fato de possuir lacunas como a ausência de políticas públicas específicas para o processo de transição e às dificuldades de sinergia entre os interesses de mercado e os aspectos regulatórios e institucionais no Brasil. Tais empecilhos influenciam diretamente nos investimentos e na dificuldade de diversificação da matriz com o aumento da participação de outras fontes de energia. Em relação ao gás natural, que tem papel fundamental no processo de transição energética, houveram mudanças significativas nos últimos dez anos, especialmente no ambiente regulatório.

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2050 - PNE (EPE, 2020), no Brasil são utilizadas políticas associadas para contribuir com a ampliação do setor energético e conseqüentemente com a transição energética, dentre as quais podemos destacar: Lei 12.187 de 2009, Lei nº 13.576 de 2017, Decreto nº 9.616/2018, Resolução CNPE nº 16/2019, Termo de Compromisso de Cessaçã (TCC Petrobras-CADE), ajuste SINIEF/CONFAZ nº 03/2018, Decreto nº 9.934/2019, Consulta Pública nº 33/2017, Portaria nº 187/2019, PLS 232/2016, PL 1.917/2015 e a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC).

A Lei 12.187 de 2009 teve como principal intuito instituir o Plano Nacional sobre a Mudança de Clima (PNMC), com o objetivo de mitigar os danos causados pelas alterações climáticas causadas por ações do homem no território brasileiro. A lei contou com a participação ativa dos agentes políticos e dos órgãos de administração pública para incentivar e efetivar mudanças de comportamento em relação ao uso de fontes de energia mais poluentes (BRASIL, 2009).

Outra importante iniciativa foi a apresentação em 2015 da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) ao Acordo de Paris, cuja ideia é atingir a partir de 2005 até 2025 a diminuição da emissão de gases de efeito estufa de 37% e até 2030 de 43%. Desse modo, o país pretende evoluir no processo de descarbonização, com a possibilidade de atingir a neutralidade climática referente a emissão de carbono até 2060 (BRASIL, 2020). Apesar de ser uma proposta complexa e ambiciosa, ela é possível, desde que sejam colocados em prática os devidos esforços para mudança gradativa da matriz, tanto na esfera regulatória, onde tem ocorrido diversos debates e esforços por parte do governo federal, quanto no aperfeiçoamento dos aspectos técnicos pela iniciativa privada.

O mercado de gás brasileiro ainda enfrenta entraves ao seu desenvolvimento, devido aos conflitos de interesses entre os agentes que o constituem, que por sua vez influencia diretamente nas dificuldades de evolução e concretização de uma regulação específica e completa para o gás natural. Com isso, a formação de um ambiente regulatório sólido e confiável para os investidores torna-se complexa, impactando negativamente na expansão deste mercado em território brasileiro.

Visando promover debates sobre as questões relacionadas ao insumo e promover a construção de um modelo regulatório referente a cadeia de valor do gás natural, o governo federal criou a iniciativa Gás para Crescer e o Programa Novo Mercado de Gás, que serão abordados a seguir.

### **3. DO GÁS PARA CRESCER AO NOVO MERCADO: RUMO AO MODELO CONCEITUAL**

Consoante explica Costa e Araújo (2018), a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás) não alcançou os objetivos inicialmente almejadas de ensinar a competição no setor e passou a ser contestada por diversos agentes. Em 2016, como mecanismo para impulsionar o desenvolvimento do mercado gasífero, lançou-se a iniciativa governamental “Gás para Crescer”. Seu objetivo principal era identificar os gargalos, os desafios e oportunidades para a efetiva inserção do gás natural no plane-

jamento estatal e promover o nascimento de um mercado diversificado e competitivo, “tendo em vista a redução da participação da Petrobras no setor” (MME, 2017) e a previsão de entrada de novos agentes (Araújo et al., 2018).

### 3.1 Gás para crescer

Em apoio ao que se objetivou com a Lei do Gás, e de acordo com o relatório técnico da iniciativa Gás para Crescer, o que se pretendia era lançar novas bases para o efetivo surgimento de um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, contribuindo decisivamente para o crescimento do país (ARAÚJO et al., 2018). Para isso, a iniciativa Gás para Crescer se organizou em dez frentes de trabalho, cujos temas foram objeto de discussão com agentes dos setores público e privado, que representavam diversos segmentos da indústria do gás natural, e sobre os quais esperava-se construir inovações regulatórias em benefício da indústria do gás natural e do país. Em breves linhas, as dez frentes foram:

I - Comercialização de Gás Natural: a iniciativa Gás para Crescer previa a adoção de medidas que promovessem o aumento da competição na oferta de gás natural e a limitação da concentração de mercado, possibilitando a existência de múltiplos comercializadores. Também estavam nos planos da iniciativa a inclusão de medidas que estimulassem os mercados de curto prazo e secundário para molécula de gás e contratos de capacidade, servindo como mecanismos de mitigação de riscos da entrega física do gás natural, podendo recorrer a estes tanto produtores quanto consumidores, a fim de assegurar o cumprimento dos contratos.

Em geral, pretendia-se acabar o seguinte ciclo: Petrobras adquire o gás de todos os produtores privados no sistema integrado brasileiro, acarretado pela ausência da obrigatoriedade de acesso aos dutos de escoamento de produção e unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Com isso, almejava-se que o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil, juntamente com o acesso obrigatório, fossem pressupostos para a solução do problema do *self-dealing* imposto pela estrutura atual (MME, 2017).

II - Desenvolvimento e implantação de modelo de tarifa por “entradas e saídas” no transporte de gás natural: na bibliografia internacional encontram-se três modalidades de sistema de tarifação: (i) ponto-a-ponto; (ii) entrada/saída; e (iii) postal. A tarifação ponto-a-ponto, modalidade da tarifa por distância é a principal forma de

aplicação da tarifação por distância, geralmente, utilizada em transporte de grandes distâncias com deslocamento linear do gás (ARAÚJO et al., 2018). Ela é aplicada em mercados em desenvolvimento e o seu cálculo se dá a partir da soma dos produtos da capacidade disponibilizada em um ponto de entrega pela distância entre os pontos de recepção e entrega.

A tarifação Entrada/Saída (*Entry/Exit*) é definida pela combinação de preços separados para a introdução de gás no sistema – preços de entrada – e para a retirada de gás do sistema de transporte – preços de saída, buscando-se refletir a utilização da capacidade do sistema e a sua flexibilidade, simultaneamente (ARAÚJO et al., 2018). Nesse sistema, o encargo total de transporte é a soma dos encargos de capacidade de entrada e de saída (Freitas, 2017).

Na tarifação postal a demanda deve ser expressa por um indicador de capacidade, independente da distância percorrida pelo gás natural, podendo ser contratada a capacidade máxima do gasoduto ou o somatório das capacidades contratadas (ARAÚJO et al., 2018), sua aplicação se dá em monopólio territorial e em mercados maduros (FREITAS, 2017).

O Brasil utiliza dois modos de tarifação na atividade de transporte de gás natural canalizado: a tarifação por distância e a tarifação postal. Na tarifação por distância, o custo de transporte é proporcional à extensão utilizada do gasoduto, o que a torna preferível em gasodutos longos e unidirecionais, como é o caso do gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Já na tarifação postal, a cobrança é uniforme a todos os usuários independentemente da distância ou localização deles na rede.

Ambos os modelos de tarifação não atendem a contento a realidade da operação da malha de transporte de gás natural existente. Faz-se necessário o desenvolvimento de um modelo que reflita exatamente o custo de transporte para o local de uso e que leve em consideração as diferenças entre os fluxos físicos e contratuais de gás na rede que podem ocorrer em diferentes direções (Araújo et al., 2018).

Nessa linha, em 2018, foi publicado o Decreto 9.616 com o objetivo de influenciar a evolução do mercado de gás com maior abertura para livre concorrência e gerar maior facilidade para acesso de todos agentes envolvidos no mercado (COSTA et al., 2019). O Decreto nº 9.616/2018 alterou o Decreto nº 7.382/2010, permitindo o acesso à malha de gasodutos nacionais, onde cria-se a permissão de contratação independente pelo modelo de entrada e saída, método pelo qual o transportador cobra tanto pela injeção quanto pela retirada do gás da rede de gasodutos.

III - Compartilhamento de infraestruturas essenciais para a concorrência: a inexistência de compartilhamento de infraestruturas essenciais, como é o caso das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e dos Terminais de Regaseificação de GNL, limita a entrada de novos agentes na comercialização de gás natural, restringindo a competição e o acesso ao mercado, permitindo a verticalização da indústria e a sua monopolização (ARAÚJO et al., 2018). A Petrobras atualmente responde por 81% da produção nacional, adquire quase a totalidade da produção de agentes privados e responde por 99,8% da disponibilização da oferta nacional à malha de gasodutos de transporte. O acesso a essas infraestruturas é negociado bilateralmente, não existindo nenhum marco legal ou regulatório que permita o acesso a terceiros em caso de ociosidade da planta (MME, 2017).

Esses temas foram tratados pela Resolução nº 4, de 09 de abril de 2019, emitida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a qual instituiu o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil (“Resolução CNPE nº 04/2019”) e, da Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019, também emitida pelo CNPE, para estabelecer diretrizes e aperfeiçoar as políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural (“Resolução CNPE nº 16/2019”).

IV - Estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e federal: na regulação atual, os estados são competentes para a exploração dos serviços locais de gás canalizado, no qual qualquer consumidor final recebe o gás natural através das malhas das distribuidoras. A fim de se proporcionar a modicidade tarifária, deve haver a transparência na formação de preço e tarifa, junto ao acesso as redes de distribuição, no intuito de viabilizar consumidores livres e acesso de produtores ao mercado, implementando a possibilidade de competição.

Como a competência está no âmbito estadual, é dado a cada Estado implantar diferentes estruturas e normas para regular o setor de distribuição de gás natural (ANDREOLI et al., 2019). A ausência de uniformidade de tratamento entre as diferentes Unidades da Federação gera controvérsias e indefinições para os próprios agentes do setor, elevando-se a percepção de risco, reduzindo-se a atratividade e a competitividade da cadeia como um todo.

Os estados da federação necessitam apresentar estruturas para estimular o mercado gasífero, tais como agências reguladoras estaduais, mecanismos de aumento de produtividade e expansão da malha, promoção de audiências públicas para a revisão tarifária, processos de revisão tarifária para as distribuidoras que assegurem

o equilíbrio financeiro das distribuidoras e dos consumidores, estabelecimento de mecanismos que assegurem a autonomia e independência dos segmentos, padronização do enquadramento de autoprodutor, autoimportador e consumidor livre (ARAÚJO et al., 2018).

V - Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural: o desenvolvimento do mercado de gás natural é desestimulado pela falta de transparência na metodologia de precificação do gás natural, bem como de seus energéticos substitutos; baixa capilaridade da malha de distribuição; mercado secundário pouco desenvolvido; e incertezas relacionadas à tributação e ao *swap*. Há necessidade de efetivação de mecanismos que fomentem o fornecimento de gás natural por novos ofertantes, bem como a transparência na formação dos preços e a coordenação do planejamento e da regulação em todas as etapas da cadeia de suprimento (MME, 2017).

VI - Harmonização (ou integração) entre os setores elétrico e de gás natural: a iniciativa Gás para Crescer reconheceu os desafios presentes na harmonização dos setores de gás e eletricidade, buscando dar um norte para às seguintes questões: (i) alocação de riscos; (ii) modelo de suprimento de gás natural; e (iii) aperfeiçoamento do planejamento integrado de gás-eletricidade.

VII - Gestão independente integrada, planejamento e outorga do sistema de transporte e instalações de estocagem: entende-se que atual modelo de planejamento e outorga para exploração das atividades de transporte de gás natural e de estocagem demanda sua revisão, pois não fornece os sinais econômicos necessários para propiciar a expansão das atividades (MME, 2017).

O MME (2017), na oportunidade, apontou medidas a serem tomadas tais como: promoção da independência comercial e operacional dos transportadores; a inibição de práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural; a instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras; as instalações de armazenamento e estocagem de gás natural; a implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN, que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema.

VIII - Política de comercialização do gás natural da parcela da união nos contratos de partilha: o gás natural da União oriundo dos contratos de partilha da produção foi tido como instrumento de política pública para o desenvolvimento do mercado de gás natural, na medida em que pode implementar a base para construção de modelo de longo prazo por intermédio de resoluções do CNPE para a política de transição e para a política de longo prazo, sendo que foi entendido ser prioridade o abastecimento do mercado nacional; a adoção de referências paramétricas típicas de mercado; a minimização dos riscos da União associados à atividade de comercialização; e a autonomia do agente comercializador.

IX - Desafios tributários: no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, o tema tributário foi debatido no Subcomitê SC5 – Aperfeiçoamento da estrutura tributária, onde se destacou duas premissas: (i) a aplicação de tratamento diferenciado aplicado às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural às operações e prestações realizadas pelos estabelecimentos dos remetentes, destinatários e prestadores de serviços de transporte; (ii) observância das definições dos pontos de recebimento e de entrega do gás natural, conforme previsão contratual ou de acordo com a programação logística notificada aos transportadores pelos remetentes ou destinatários do gás natural, nos termos da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 (BRASIL, 2009) e do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2010).

X - Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas: as importações da Bolívia exercem um papel importante na oferta de gás natural no Brasil. Além da renovação do contrato com a Petrobras em 20 milhões de metros cúbicos diários de gás, a ANP colocou em sua agenda realização da Chamada Pública para Alocação de Capacidade ANP nº 01R/2020, em 10 milhões de metros cúbicos diários de gás, postergada em razão do COVID-19 (ANP, 2020).

### **3.2 Novo mercado de gás**

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, aprovou em 09 de abril de 2019 a Resolução que institui o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil. Em síntese, o chamado “Novo Mercado de Gás” é um programa idealizado e coordenado pelo MME, em parceria com o Ministério da Economia, a ANP, o CADE e a EPE.

O objetivo do programa é desenvolver um mercado de gás natural no Brasil, aberto, dinâmico e competitivo. Nesse sentido, os resultados esperados são, principalmente:

- (i) O aproveitamento do gás dos campos do Pré-Sal;
- (ii) A realização de novos investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural;
- (iii) O aumento da geração termelétrica a gás com redução do preço da energia; e
- (iv) A reindustrialização dos setores de setores específicos, tais como celulose, cerâmica, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro.

Assim, em discurso oficial realizado no Seminário intitulado “Novo Mercado de Gás Natural” realizado em 29 de abril de 2019, o Ministro de Minas e Energia (MME) Bento Albuquerque destacou a importância do setor energético para o desenvolvimento da infraestrutura do país, razão pela qual entende que um dos principais desafios do ministério é coordenar e articular as políticas relacionadas aos recursos energéticos, tornando o país um destino mais atraente para investimentos de longo prazo.

Nesse sentido, o ministro sinalizou as três as principais prioridades em âmbito institucional: (1) aperfeiçoar a governança, especialmente das agências reguladoras, através do fortalecimento das estruturas finalísticas e com a introdução de uma abordagem de riscos e integridade; (2) promover a estabilidade regulatória e jurídica; e (3) implementar a previsibilidade, priorizando a publicidade para que os investidores e a economia possam se preparar para responder às oportunidades.

O Ministro ainda evidenciou o potencial de crescimento e expansão do uso do gás natural na matriz energética brasileira, especialmente o proveniente do pré-sal, de forma a cumprir o Plano Decenal de Energia (PDE) de 2027.

Dentre os instrumentos desse Programa, pode-se pontuar: a) Decreto que institui o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural – CMGN; b) Termo de Compromisso de Cessação (TCC) assinado entre CADE e Petrobrás para por fim ao monopólio de fato da estatal; c) Resolução CNPE nº 16/2019 contendo diretrizes para a promoção da livre concorrência no mercado de gás natural; d) Resoluções ANP; e) Regulações Estaduais incentivadas por programas federais como o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF) e o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE), além de comunicação e efeito demonstração e f) Tributário: ajuste SINIEF/CONFAZ e outras medidas.

Quanto à Resolução 16, no dia 25 de junho de 2019, destacamos as diretrizes para a implementação do Novo Mercado de Gás, programa à nível federal com a intenção de expansão da indústria de gás no Brasil. De modo geral, essa norma apresenta os princípios norteadores para transição de um mercado de gás natural, dentre as quais, pontuamos: IV - a mitigação de condições que favoreçam discrepâncias acentuadas de preços entre as Regiões do País durante período de transição, com gradativa implantação do sinal locacional; V - a coordenação da operação do sistema de transporte pelos transportadores independentes por meio dos códigos comuns de rede.

Nos arts. 2º e 3º, apresenta-se o modo pelo qual a transição será realizada, com a adoção do adjetivo “coordenado”, visando a venda de ativos com vistas à diversificação de agentes, inclusive com a recomendação de privatização de distribuidoras estaduais.

Assim, a Resolução se apresenta como proposta para ampliar a competição no setor de gás natural, com recomendações para os diversos agentes e com encaminhamentos sobre governança, tal qual a meta de 60 dias para definição de critérios, de formato e de periodicidade para implementação de ações no âmbito desse programa. Nesse sentido, o art. 4º trata de questões relativas à oferta, independência, dos transportadores, sistema de entradas e saídas, assim como o gas release. A norma também recomenda medidas para incentivo do mercado livre de gás, conforme previsto em seu art. 5º, com vistas a: I - reformas e medidas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluído eventual aditivo aos contratos de concessão, de forma a refletir boas práticas regulatórias, recomendadas pela ANP, avaliando a oportunidade e conveniência de definição de novo contrato de concessão, que incluem: a) princípios regulatórios para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores; b) transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para atendimento do mercado cativo; c) aquisição de gás natural pelas distribuidoras estaduais de forma transparente e que permita ampla participação de todos os ofertantes; d) transparência na metodologia de cálculo tarifário e na definição dos componentes da tarifa; e) adoção de metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes; f) efetiva separação entre as atividades de comercialização e de prestação de serviços de rede; e g) estrutura tarifária proporcional a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários; II - criação ou manutenção de agência reguladora autônoma, com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório; III - privatização da concessionária estadual de serviço local de gás canalizado; e IV - adesão a ajustes tributários necessários à abertura do mercado de gás natural discutidas no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, a exemplo do Ajuste do Sis-

tema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais - SINIEF nº 03/18, de 3 de abril de 2018.

Analisando criticamente as disposições contidas nos artigos acima, é possível observar que a Resolução se pretende uma ruptura positiva da dinâmica atual do mercado de gás natural. Todavia, é importante ter em conta que tais definições darão continuidade ao mercado já existente, isto é, sua implementação deve se dar de forma paulatina, com elementos de transição para assegurar medidas mais claras e gradual, envolvendo os diversos elos de uma cadeia complexa e os diferentes atores com seus respectivos interesses. É preciso ter em conta que a Resolução apresenta elementos contraditórios que precisarão ser sanados com outras normas. Por exemplo, é preciso harmonizar o princípio de respeito aos contratos e à governança das empresas estatais com a recomendação de revisão de contratos de concessão. Tal contradição deixa clara a necessidade de diálogo e de regras de transição para lidar com possíveis previsões que sobreponham ou contradigam.

### 3.3 Modelo conceitual da ANP

Em setembro de 2020, conforme previsto na Agenda Regulatória do Novo Mercado de Gás, em linha do art. 4º da Resolução CNPE nº 16/2019, em que se realizou o levantamento das condições atuais, das propostas, dos custos e desafios e das condições de transição, a ANP apresentou ao mercado o documento denominado “Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da união – comercialização, carregamento e balanceamento” (“modelo conceitual”), cujo conteúdo permanece em consulta prévia (Consulta Prévia nº 01/2020).

Para tanto estuda-se a revisão tanto da Resolução ANP nº 52/2011, a fim de estabelecer novas condições para a compra e venda do combustível tanto no mercado físico ou quanto na forma de *commodity*, em mercados organizados, como os de balcão e bolsa, quanto da Resolução ANP nº 51/2016, que trata da atividade de carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.

Em linhas gerais, a proposta de modelo conceitual detalha as condições para o livre acesso aos pontos de entrada e de saída do sistema de transporte de gás natural, em substituição a uma contratação Ponto-a-Ponto (até então vigente), com a finalidade de garantir que a atividade de carregamento seja realizada de forma competitiva, sem a manutenção de monopólios, permitindo a livre escolha pelo consumidor final do insumo.

Conforme informações dispostas no modelo conceitual, assim como no Decreto Nº 9.616/18 e no PL 6.407/13 (4.476/20), para que seja viabilizado o aumento da concorrência e liquidez no setor de gás é

indispensável que sejam oferecidos produtos de padronizados de capacidade aos participantes do mercado, especialmente no mercado de curto prazo, já que a contratação da molécula passa a ser realizada de forma apartada ao carregamento do combustível, momento em que se perde a referência do deslocamento físico do gás.

Para tanto, as contratações de capacidade devem ser organizadas, possivelmente por um agente central que possa garantir a correta alocação dos fluxos do gás no sistema, a integridade e a segurança dos gasodutos, além de definir as políticas operativas e métodos de funcionamento técnicos adequados. Daí a proposta prevista no modelo conceitual para a criação do Operador Técnico do Sistema, que passará a atuar via ações de balanceamento.

Imperioso lembrar que, atualmente, o balanceamento da rede está sob responsabilidade dos transportadores. Devido à concentração de mercado, a Petrobrás acaba atuando como operador técnico do sistema. Neste contexto, a revisão do arcabouço regulatório, especialmente da Resolução ANP nº 51/2016 é indispensável, a fim de garantir a concorrência entre os agentes.

Com a constituição do Operador Técnico do Sistema no modelo de entradas e saídas, é possível a simplificação geográfica da rede, simplificando a organização das injeções e retiradas em zonas previamente definidas e prevenindo a ocorrência de erros técnicos que ocasionem desequilíbrios no fluxo de gás.

Ainda, a criação das regras de balanceamento do gás para os usuários é forçosa, já que impactam no desenvolvimento do próprio do mercado, no uso e na alocação da flexibilidade do sistema entre os usuários e no potencial de capacidade firme ofertada.

Por conseguinte, criam-se encargos de balanceamento de rede em que os agentes que utilizam a rede de transporte ficam obrigados a arcar com os valores decorrentes das diferenças na compensação diária do gás, na hipótese de necessidade de compensação de molécula na rede.

Adicionalmente, no âmbito da comercialização da molécula, o modelo conceitual prevê a criação da figura de uma “Entidade administradora do mercado”, responsável pelo registro de contratos de comercialização de gás, com capacidade técnica para a gestão e operação de plataforma de comercialização, além do monitoramento das operações realizadas entre os agentes autorizados pela ANP.

Por fim, lembra que a manutenção de eventuais barreiras de acesso ao mercado de capacidade tem um impacto direto na entrada e na saída de novos participantes no mercado de compra e venda da molécula de gás.

A título de informação e de forma comparativa, necessário pontuar que na União Europeia, local em que o mercado de gás é con-

siderado maduro, adota-se regramento específico que instituiu um código de rede que permitiu a troca da molécula entre em diferentes zonas de compensação. Neste mercado, há a transparência das informações entre os participantes, que tem acesso a dados confiáveis, imediatos e precisos.

## **4. TRANSFORMAÇÕES LEGISLATIVAS**

### **4.1 Substitutivo ao Projeto de Lei n. 6.407/2013**

Em setembro de 2013, foi apresentado o Projeto de Lei 6.407 encabeçado pelo Deputado Antonio Carlos Mendes Thame (PSDB-SP), com o objetivo de fomentar a Indústria de Gás Natural e alterar a Lei nº 11.909/2009. Posteriormente, às discussões da iniciativa Gás para Crescer, em abril de 2017, foi protocolado Substitutivo ao Projeto de Lei n. 6.407/2013 pelo Relator, Dep. Marcus Vicente (PP-ES).

Em dezembro de 2017, o Substitutivo foi apresentado com nova redação, tais como alteração dos conceitos do art. 3º, extensão do prazo para certificação de independência de transportador, previsão de consulta pública para definição da receita máxima de transporte e da tarifa de transporte de gás natural, e adequação dos contratos de serviço de transporte. Em abril de 2018, foi destinado à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados; ao longo do ano de 2019, passou pela Coordenação de Comissões Permanentes, pela Comissão Des. Econômico, Indústria, Comércio e Serviços, e apesar de requerimentos de pedido de urgência no Plenário, o Substitutivo não foi deliberado e ainda aguarda votação.

De um modo geral, verifica-se que o Substitutivo não pretendeu apaziguar o conflito conceito entre gasodutos de transporte e de distribuição, não apresentou diferenciação técnica, o que ainda permite inferir efetivo impasse e conflito entre as regulações da ANP e as normas estaduais. Outra questão, o artigo 31 concentrou a atividade de comercialização no âmbito da ANP, deixando aos estados o exercício dessa atividade quando for mercado cativo. Além disso, o Substitutivo não resolveu a questão da conexão entre redes de distribuição do gás (Costa et al., 2019).

### **4.2 Discussões no Senado Federal**

O Projeto de Lei (PL) 6.407/13 foi aprovado pela Câmara dos Deputados em 1º de setembro de 2020, seguindo para o Senado Federal foi recebido como PL 4.476/20.

Destaca-se que o Projeto de Lei na redação original trazia uma

série de riscos de judicialização por não tratar convenientemente as dimensões da competência estadual, no entanto, isso foi corrigido pelas Emendas do Senado Federal, tal como a Emenda nº 12 que alterou a redação de 14 artigos do PL para assegurar o cumprimento do disposto no §2º do art. 25 da Constituição Federal, que trata da competência dos Estados em explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado.

Outro exemplo é a Emenda nº 24, que adicionou artigo com seguinte redação “Ficam preservadas as competências estaduais previstas no §2º, do art. 25, da Constituição Federal, com relação aos serviços locais de gás canalizado” (BRASIL, 2020). Nessa linha, observa-se o Parecer do Relator: “Por fim, ressalte-se que o Governo Federal, em razão do art. 25, §2º da CF, só deve regular as atividades da produção de gás natural até o *citygate*, isto é, o ponto de entrega do produto às concessionárias estaduais” (BRASIL, 2020).

### 4.3 Nova Lei do Gás

No Senado, o PL 4.476/20 foi alterado em 10 de dezembro de 2020, e retornou para a Câmara dos Deputados. Após a apreciação das modificações pela Câmara, o PL seguiu para sanção ou veto presidencial. Destaca-se que a Câmara não aceitou as Emendas propostas pelo Senado.

A Lei nº 14.134, promulgada no dia 8 de abril de 2021, trouxe modificações ao mercado de gás brasileiro. Em relação à importação e à exportação do insumo, a autorização para o exercício das atividades por empresas ou consórcios de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no país passou a ser concedida pela ANP (art. 19 da Lei nº 14.134/2021). Durante a vigência da Lei nº 11.909/2009, a referida função era exercida exclusivamente pelo MME (art. 36 da Lei nº 11.909/2009).

No que tange à estocagem, especialmente a subterrânea, em reservatórios, a autorização também passou a ser realizada pela ANP (art. 20 da Lei nº 14.134/2021). Antes, a atividade poderia ser exercida mediante concessão, precedida de licitação, ou autorização pelo MME ou pela ANP, mediante delegação (art. 37 da Lei nº 11.909/2009).

Sobre o escoamento, o processamento e os terminais de GNL, destaca-se a possibilidade do acesso não discriminatório e negociado por terceiros e a realização de mediação pela ANP em caso de conflitos (art. 28 da Lei nº 14.134/2021). Durante a vigência da Lei nº 11.909/2009, não havia a obrigatoriedade da permissão ao acesso negociado às mencionadas infraestruturas (art. 45 da Lei nº 11.909/2009).

No que diz respeito ao transporte, com a finalidade de combater o monopólio e fomentar a concorrência entre as empresas do setor,

o novo marco regulatório do gás determinou que o transportador atue com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural. Para tanto, vedou a relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural (art. 5º Lei nº 14.134/2021). Essa condição não era prevista anteriormente na Lei nº 11.909/2009.

O legislador adotou a autorização para a construção de todos os novos gasodutos, sem determinar prazo de vigência, sendo revogada tão somente em caso de liquidação ou falência homologada ou decretada, por requerimento da empresa autorizada; por desativação completa e definitiva da instalação de transporte; por descumprimento, de forma grave, das obrigações decorrentes da Lei, das regulações aplicáveis e dos contratos de serviços de transporte e da inobservância dos requisitos de independência e autonomia (art. 10º Lei nº 14.134/2021). Antes, os novos gasodutos poderiam ser construídos via concessão e as ampliações dos existentes era permitida por meio de autorização (art. 3º, I da Lei nº 11.909/2009), conforme definido pelo MME (art. 4º, IV da Lei nº 11.909/2009).

No que corresponde a comercialização, o novo Marco Regulatório do Gás determinou que os contratos de compra e venda sejam registrados na ANP ou por entidade que venha a ser habilitada por esta agência, nos termos de sua regulação, ressalvada a venda de gás natural pelas distribuidoras de gás canalizado aos respectivos consumidores cativos (art. 31º Lei nº 14.134/2021). Retirou-se a necessidade de comprovação de reservas de gás para lastrear as operações no mercado (art. 47º, § 2º da Lei nº 11.909/2009).

Relativamente à concorrência, a Lei nº 14.134/2021 assegurou à ANP a adoção de medidas para a redução da concentração da oferta de gás, após a devolutiva do CADE frente aos indícios apontados pela agência, incluindo a cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento e restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção (art. 33). Na vigência da lei anterior, ainda que fosse confirmada a prática de atos anticoncorrenciais pelo CADE, no âmbito do setor de gás, não cabia à ANP a adoção de qualquer mecanismo.

## 5. CONCLUSÕES

O Brasil ainda tem um longo caminho em relação a maior participação do gás natural no processo de transição energética. É neces-

sário que haja um planejamento energético mais sólido e completo sobre a descarbonização da economia do país, de modo que se considere as heterogeneidades entre as regiões do país em todos os aspectos (ambientais, sociais, econômicos, entre outros).

Além disso, é fundamental que haja a construção de um ambiente regulatório que incentive o desenvolvimento e a expansão do mercado nacional de gás natural, uma vez que o país possui grandes reservas comprovadas desse insumo em seu território, de modo que poderia contribuir fortemente para a transição energética brasileira, podendo atuar tanto como fonte principal quanto como auxiliar ao uso de fontes renováveis na geração de energia. Esse ambiente regulatório foi estimulado pela iniciativa Gás para Crescer, seguindo o programa Novo Mercado do Gás e pelo modelo conceitual da ANP.

A recém-publicada Lei do Gás n. 14.134/2021 pretende servir de mecanismo de incentivo à expansão do uso do gás natural, por isso simplificou muitos procedimentos em comparação com a antiga Lei n. 11.909/2009, como a previsão de autorização para o transporte de gás.

A aprovação da lei foi um passo muito relevante para a promoção de um mercado competitivo, mas não é suficiente por si só. O avanço para um mercado dinâmico e competitivo requer ainda a definição de regulamentação específica, mudança nas leis e marcos regulatórios estaduais para harmonização com a legislação federal, continuidade no processo de desverticalização do mercado com venda de ativos da Petrobras nos segmentos de transporte e distribuição, além de efetiva resolução para acesso de terceiros às infraestruturas essenciais.

## AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio do RCGI – *Research Centre for Gas Innovation*, localizado na Universidade de São Paulo (USP) e financiado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2014/50279-4) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) através do incentivo regulatório associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Agradecemos o apoio do Projeto Gasbras Rede de P&D Finep 01.14.0215.00. Agradecemos o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015 (PRH 33.1 - Referente ao EDITAL Nº1/2018/PRH-ANP; Convênio FINEP/FUSP/USP Ref. 0443/19).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE/CNI. Reestruturação do setor de gás natural – Uma agenda regulatória. Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. Confederação Nacional da Indústria. Brasília, 2016.

ANDREOLI, A. B.; COSTA, H. K. M.; MUSARRA, R. M. L. M. Principais Aspectos da Iniciativa Gás para Crescer e as Perspectivas Futuras para o Setor de Gás no Brasil: Novo Mercado do Gás. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa. (Org.). A regulação do gás natural no Brasil. 1ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019, v. 1, p. 19-44.

ANP. Gasbol: adiada chamada pública para alocação de capacidade. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5711-gasbol-adiada-chamada-publica-para-alocacao-de-capacidade>>. Acesso em: 31 mar. 2021.

ARAUJO, R. R.; COSTA, H. K. M.; CUPERTINO, S. A.; PULGAR, R. G. Lei do Petróleo versus Lei do Gás. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa; Silvia Andrea Cupertino; Edmilson Moutinho dos Santos. (Org.). Atualidades Regulatórias do mercado de gás brasileiro. 1ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2018, v. 1, p. 41-72.

BNDES. Distribuição de Gás. In: Gás para o desenvolvimento. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Rio de Janeiro, 2020, p. 42-59.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm)>. Acesso em: 12 mar. 2021.

BRASIL. Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm)>. Acesso em 05 abr. 2021.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm)>. Acesso em: 05 abr. 2021.

BRASIL. Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l12187.htm)>. Acesso em: 10 abr. 2021.

BRASIL. Ministério das Relações Exteriores. Nota à imprensa nº 157/2020: Apresentação da Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil perante o Acordo de Paris. Disponível em: <[https://www.gov.br/mre/pt-br/canais\\_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2020/apresentacao-da-contribuicao-nacionalmente-determinada-do-brasil-perante-o-acordo-de-paris](https://www.gov.br/mre/pt-br/canais_atendimento/imprensa/notas-a-imprensa/2020/apresentacao-da-contribuicao-nacionalmente-determinada-do-brasil-perante-o-acordo-de-paris)>. Acesso em: 05 abr. 2021.

BRASIL. Resolução Nº 4, de 09 de abril de 2019. Conselho Nacional de Pesquisa Energética. Disponível em: <[http://antigo.mme.gov.br/documents/36112/491934/Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_4\\_2019.pdf/dcca8684-8301-c772-c228-fe971aa98f93](http://antigo.mme.gov.br/documents/36112/491934/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_4_2019.pdf/dcca8684-8301-c772-c228-fe971aa98f93)>. Acesso em: 29 mar. 2021.

BRASIL. Resolução Nº 16, de 24 de junho de 2019. Conselho Nacional de Pesquisa Energética. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_16\\_2019.pdf](http://www.mme.gov.br/documents/36112/491934/1.+Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_16_2019.pdf)>. Acesso em: 29 mar. 2021.

COSTA, H. K. M.; AREND, L.; MUSARRA, R. M. L. M. Aperfeiçoamento do Marco Legal na Contratação de Transporte de Gás Natural. In: Hirdan Katarina de Medeiros Costa. (Org.). A regulação do gás natural no Brasil. 1ed. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019, v. 1, p. 93-122.

EIA. Natural Gas Data. Disponível em: <<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>>. Acesso em: 30 mar. 2021.

ECONOMIST. Is this the end of oil age? 17 de setembro de 2020. Disponível em: <<https://www.economist.com/leaders/2020/09/17/is-it-the-end-of-the-oil-age?frsc=dg%7Ce>>. Acesso em: 23 set. 2020.

EPE. Nota técnica: Preços de gás natural nos mercados nacional e internacional. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. Junho/2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20T%C3%A9cnica%20Pre%C3%A7os%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional - 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>. Acesso em 22 abr. 2021.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia - 2050. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>. Acesso em 24 set. 2020.

FGV. Regulação da distribuição de gás natural. In: Distribuição de gás natural no Brasil – Dados e Aspectos Regulatórios. Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Rio de Janeiro. 2019, p. 9-12.

FGV. Regulação e infraestrutura: análise setorial – Energia elétrica e gás natural. In: Regulação e infraestrutura – Em busca de uma nova arquitetura. Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Rio de Janeiro. 2018, p. 63-78.

FREITAS, K. R. V. Definição Tarifária como instrumento regulatório: precificação do transporte dutoviário de gás natural no Brasil. Disponível em: <[www.gee.ie.ufrj.br](http://www.gee.ie.ufrj.br)>. Acesso em: 31 mar. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Gás para Crescer - Relatório Técnico 2017.

## GARANTIA DE SUPRIMENTO NA TERCEIRA REFORMA REGULATÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Tiago de Barros Correia<sup>1</sup>

Natália Addas Porto<sup>1</sup>

Paulo de Barros Correia<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Rege Consultoria*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.638

### RESUMO

Esse artigo apresenta uma alternativa regulatória para assegurar a garantia de suprimento e a adequação dos recursos de potência e energia por meio da aquisição de reserva de capacidade e de energia de reserva através de contratos de Opção de Confiabilidade. A proposta elaborada considera falhas típicas de mercados de energia elétrica que podem conduzir ao problema de *missing money* e a tendência de evolução da matriz elétrica brasileira. Adicionalmente, é realizada uma breve revisão das reformas regulatórias recentes, buscando preservar os avanços alcançados e mitigar o risco de arrependimento. Finalmente, a alternativa descrita é aderente aos princípios e objetivos presentes no debate de modernização do setor elétrico conduzido pelo Ministério de Minas e Energia e com os dispositivos recentemente aprovados pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, e ao debate no Congresso Nacional no âmbito do Projeto de Lei nº 414/2021. Sendo assim, espera-se que o presente artigo contribua para o debate nacional acerca da modernização do setor elétrico, oferecendo uma melhor compreensão sobre a conjuntura regulatória atual e a possibilidade de superação dos desafios identificados.

Palavras-chave: Regulação, Geração, Mecanismos de Capacidade, Opção de Confiabilidade, *Missing money*, Garantia de Suprimento.

### ABSTRACT

This paper presents a regulatory alternative to ensure the guarantee of supply and the resource adequacy of power and energy by acquiring reserve of capacity and reserve of energy through Reliability Option Contracts. The proposal considers typical flaws in electricity markets that can lead to the missing money problem and the Brazilian electric supply mix's evolution trend. Additionally, a brief review of recent regula-

tory reforms is performed, seeking to preserve the advances achieved and mitigate the risk of regret. The described alternative is adherent to the principles and objectives present in the debate of modernization of the electricity sector conducted by the Ministry of Mines and Energy and with the provisions recently approved by Law 14,120, of March 1, 2021, under discussion in Congress in the scope of Bill 414/2021. Thus, this article contributes to the national debate about the modernization of the electricity sector, offering a better understanding of the current regulatory situation and the possibility of overcoming the challenges identified.

Keywords: Regulation, Generation, Capacity Mechanisms, Reliability Option, Missing Money, Guarantee of Supply.

## 1. INTRODUÇÃO

O Brasil atravessa hoje um momento de intenso debate sobre o futuro do setor de energia elétrica nacional e a emergência de um novo modelo regulatório que seja capaz de resolver os desafios criados pela maior penetração de fontes de Geração Renováveis Variáveis (GRV).

Trata-se do processo de modernização do setor elétrico inaugurado em pelo Ministério de Minas e Energia (MME) por meio da Consulta Pública nº 21, de 5 de outubro de 2016, e da Consulta Pública nº 33, em 5 de julho de 2017, e aprofundado por meio da criação do Grupo de Trabalho – GT Modernização pela Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, que visa detalhar propostas para a terceira reforma regulatória do setor elétrico brasileiro com base em 6 principais objetivos, ilustrados pela Figura 1.



Figura 1 - Objetivos da modernização do setor elétrico brasileiro

Além da análise de inserção de novas tecnologias, abertura de mercado, modelos de mercado e de formação de preço, tem-se discutido alternativas capazes de prover segurança e confiabilidade ao sistema elétrico, ou seja, busca-se o fornecimento de energia firme e garantia ao atendimento à demanda de pico frente ao crescimento de mercado e a inserção de fontes intermitentes para os próximos anos. Assim, especificamente em relação ao Objetivo 4 - Garantir a segurança do suprimento, existe grande expectativa de aprimoramentos relevantes nos mecanismos de contratação e definição de produtos. Essa temática é particularmente importante pois, como demonstrado pelo racionamento de energia de 2001, falhas de mercados e de regulação podem fazer com que o mercado de energia elétrica não assegure a adequação dos recursos necessários para a segurança do suprimento.

Nesse sentido, pontua-se que, para que o sistema elétrico seja operado sem violação das restrições operativas de frequência e tensão, a geração de energia elétrica deve equilibrar a carga acrescida das perdas em tempo real. Para tanto, é preciso que haja alguma reserva de capacidade de geração, uma vez que a carga e a geração são variáveis e sazonais. Todavia, dada algumas características da energia elétrica, não há garantia de remuneração adequada para empreendimentos que produzam energia elétrica somente em situações fortuitas, quando outras fontes mais baratas não possam ser despachadas.

Primeiro, a demanda é pouco elástica ao preço. Em outros mercados de *commodities*, se a oferta for escassa, o preço subiria e a demanda diminuiria até o mercado se compensar. Mas, nos mercados de eletricidade, os consumidores são muitas vezes incapazes de reduzir a procura além de um determinado patamar. Como consequência, pode haver situações em que, mesmo com preço em patamares muito elevados que refletem a escassez de geração, a demanda não é reduzida no montante e na velocidade necessários (GONZÁLEZ-DÍAZ, 2015).

Em segundo lugar, para que o preço de escassez de energia elétrica seja suficiente para sinalizar o investimento necessário para a disponibilização da capacidade de geração marginal, ele terá que ser capaz de recuperar não apenas os custos marginais, mas todo o investimento afundado na implantação e os custos fixos de manutenção, devendo, portanto, alcançar patamares superiores ao custo do *déficit*, valor em que a inércia da demanda seria rompida e a carga preferiria ser cortada à pagar pela energia consumida. Situação que é tratada na literatura como o problema de *missing money* e que é agravada pela adoção de limites superiores para preço da energia como proteção contra o abuso de poder de mercado por geradores (GONZÁLEZ-DÍAZ, 2015).

Em terceiro lugar, a energia elétrica, independentemente da

fonte utilizada para sua produção, é percebida pelos consumidores como um bem homogêneo, que pode ter o gerador substituído sem custos de comutação. Essa característica é fundamental para a existência de mercados competitivos nas atividades de geração e de comercialização de energia elétrica. Todavia, as diferentes tecnologias de geração possuem atributos de energia e potência específicos e não são substitutos perfeitos para efeitos da confiabilidade operativa do sistema (CORREIA et al., 2006).

Assim, a crescente participação de GRV na matriz de geração elétrica brasileira levanta questões sobre a capacidade de o atual modelo regulatório assegurar contratação adequada de recursos de energia e potência e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica, motivando o debate pela necessidade de uma terceira reforma regulatória do setor elétrico brasileiro.

Qualquer alteração normativa envolvendo a o desenho do mercado de energia elétrica terá efeito significativo nos modelos de negócios dos geradores e consumidores de energia elétrica, além de produzir impactos no custo final da energia e potência disponibilizadas e, portanto, é de grande interesse para toda a sociedade. Sendo assim, esse artigo busca aperfeiçoar o diagnóstico dos desafios atuais do setor elétrico, a partir da avaliação dos dois processos de reforma regulatórias realizados em 1995 e em 2004, e das alternativas colocadas em debate no processo de modernização do setor elétrico, bem como propor uma solução regulatória alternativa que atenda ao interesse público ao menor custo e risco.

## **2. PERÍODO ESTATAL E PRIMEIRA REFORMA REGULATÓRIA**

O primeiro grande ciclo de expansão da indústria de geração de energia elétrica no Brasil se iniciou em 15 de março de 1948 com a constituição da Companhia Hidro Energética do São Francisco (CHESF), primeira empresa pública de eletricidade brasileira, que em 3 de outubro do mesmo ano, por meio do Decreto nº 19.706, obteve a concessão para exploração do potencial hidrelétrico do trecho do Rio São Francisco entre Juazeiro (BA) e Piranhas (AL) (BRANDI, 2021).

À constituição da CHESF seguiu-se a criação da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), em 22 de maio de 1952, da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), em 26 de outubro de 1954, da Central Elétrica de Furnas (FURNAS), em 28 de fevereiro de 1957, e das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS), em 25 de abril de 1961, consolidando a hegemonia estatal na atividade de geração de energia elétrica brasileira na década de 1960.

O modelo estatal funcionou razoavelmente bem até o segundo

choque do petróleo em 1979 e a alteração da política monetária dos Estados Unidos promovida por Paul Volcker, presidente do Federal Reserve (FED), em 1981, que resultou em um processo profundo e persistente de hiperinflação, acompanhado do controle dos preços e tarifas de energia elétrica (TOLMASQUIM et al., 2020).

Ainda assim, o setor de geração brasileiro continuou expandindo em ritmo acelerado. Entre 1970 e 1980, a capacidade instalada de geração cresceu 237%, com a implantação de 26.219 MW. E no período de 1980 a 1995, a capacidade instalada expandiu 77%, agregando outros 25.650 MW ao sistema.

Todavia, como resultado do controle de preços e da manutenção de ritmo acelerado de investimentos, as empresas estatais perderam a autossuficiência e tornaram-se dependentes de aportes dos controladores estatais. Situação que foi agravada pela implantação da Conta de Resultados a Compensar (CRC) e da Reserva Nacional de Compensação e Remuneração (RENCOR), mecanismos que promovia a compensação de resultados financeiros entre os agentes setoriais e desestimulavam a busca por ganhos de produtividade, já que todos os eventuais excedentes tinham de ser repassados a outras empresas do setor (PIRES & GOLDSTEIN, 2001). Este mecanismo prevaleceu até a aprovação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que promoveu uma mudança radical nas tarifas, liberando os custos setoriais das políticas monetárias de controle da inflação.

Adicionalmente, para restaurar a capacidade financeira das empresas e atrair investimento privado, o governo brasileiro iniciou, no ano de 1995, a primeira reforma regulatória do setor, que adotou as seguintes diretrizes (WORLD BANK GROUP, 2012):

- a. Separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- b. Criação de um mercado competitivo de energia elétrica para geradores, comercializadores e consumidores livres;
- c. Criação de uma agência reguladora, de um operador do sistema e de um operador de mercado independentes; e
- d. Privatização das empresas estatais.

Essa primeira reforma regulatória foi iniciada com a publicação da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabeleceu os novos regimes de exploração das atividades de geração, transmissão e distribuição e previu a possibilidade de criação de um mercado de energia elétrica competitivo com a participação de consumidores livres. Ato subsequentes, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico Nacional (ONS) foram criados pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e pela Lei nº 9.648, de 26 de agosto de 1998, respectivamente. Finalmente, concluiu-se a re-

forma com a publicação das Lei nº 10.433, em 24 de abril de 2002, com a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Essa primeira reforma regulatória do setor elétrico brasileiro se deu em um contexto global marcado pela privatização de empresas estatais e pela liberalização de diversos mercados tradicionalmente operados como monopólios. Além disso, o início dos anos 90 foi marcado pela reinserção das economias periféricas ao mercado internacional mediante intervenção do Fundo Monetário Internacional (FMI) e Banco Mundial, que condicionaram a liberação de empréstimos e a rolagem das dívidas existentes à execução de reformas regulatórias que implicassem na redução do tamanho e dos gastos dos governos (CORREIA et al., 2006).

Todavia, o modelo regulatório desenhado em 1995, apesar de viabilizar a agregação de 15.755 MW ao sistema elétrico em 6 anos, não foi capaz de assegurar a adequação dos recursos de geração e, em abril de 2001, o nível de armazenamento hidrelétrico atingiu 32% de sua capacidade máxima. Diante do cenário de escassez que se observava, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE). A primeira medida adotada pela CGE foi a implementação de um programa de racionamento para reduzir o consumo abaixo da média verificada entre maio, junho e julho de 2000. Para estimular o cumprimento do programa, foram estabelecidas metas de consumo e um sistema de penalidades e bônus tarifário. A meta de redução foi fixada em 20% para os consumidores residenciais com consumo superior a 100kWh/mês, 20% para os consumidores comerciais, e entre 20% e 25% para os consumidores industriais.

Além do programa de racionamento, o governo brasileiro criou um mecanismo de mercado para mitigar os impactos econômicos no setor produtivo, que permitiu que os diferentes agentes negociassem seus direitos de consumo em leilões públicos diários ou por contratos bilaterais. Tal estratégia permitiu a existência de um sinal de preço correto e resultou em um corte de consumo superior a 38.000 GWh (PIRES et al., 2002).

Todavia, em junho de 2001, o ONS concluiu que, se a estiagem persistisse por mais algum tempo, o sacrifício realizado pelo programa de racionamento poderia não ser suficiente para garantir a segurança do suprimento sem uma expansão emergencial no curto prazo da capacidade de geração. Assim, o governo brasileiro se viu obrigado a contratar a construção de usinas termelétricas emergenciais, totalizando 2.155 MW instalados para contar com uma margem de segurança melhor até 2005. Evidentemente, tal esforço significou a incorporação de custos elevados ao sistema, que foram transferidos aos consumidores, por meio do Encargo de Capacidade Emergencial (ECE).

Uma vez superada a escassez de energia, o setor foi precipitado para o outro extremo, apresentando então excesso de oferta, o que fez com que o preço, que estava no patamar superior de R\$ 684,00/MWh, atingisse um mínimo de R\$ 4,00/MWh em outubro de 2002. Mesmo com a realização, em 19 de setembro de 2002, do primeiro leilão de contratos de energia do MAE, os geradores não conseguiram vender toda a sua energia assegurada, sofrendo, também, uma queda de receita. Percebe-se, portanto, que o final do racionamento não marcou o final da crise do setor elétrico brasileiro, tendo impactado desde o consumo e a distribuição até a geração (CORREIA et al., 2006).

Com isso, foi novamente necessária a intervenção do governo que, por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), formatou o programa para a recuperação financeira das empresas de distribuição de energia elétrica, liberando um aporte de recursos da ordem de um bilhão de dólares.

### **3. SEGUNDA REFORMA REGULATÓRIA**

Como consequência direta do racionamento de 2001, o governo federal promoveu a segunda reforma regulatória do setor elétrico, que foi consubstanciada pela Lei nº 10.847 e Lei nº 10.848, ambas de 15 de março de 2004, que criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e reformaram o desenho do mercado de energia elétrica com separação entre Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação livre (ACL), bem como a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

De acordo com o novo desenho de mercado, ainda em vigor, os consumidores livres e as distribuidoras de energia elétrica devem assegurar a cobertura contratual da totalidade de suas cargas de energia. No caso específico das distribuidoras, a energia elétrica deve ser adquirida de forma regulada, por meio de chamadas públicas para geração distribuída (limitada a 10% da carga) e de leilões regulados, sendo assegurado do direito de repasse, sob certas condições, do custo de aquisição da energia correspondente a até 105% da carga para a tarifa dos consumidores finais.

Ademais, os contratos de compra e venda de energia elétrica devem ser lastreados e limitados por uma Garantia Física de Energia (GF) homologada pelo MME para cada usina de geração a partir de sua contribuição esperada para a oferta de energia elétrica ao sistema em situação de carga crítica, observados os critérios de aversão ao risco e de segurança do suprimento. Assim, o modelo de comercialização foi desenhado para que os geradores pudessem comercializar contratualmente somente sua energia primária, entendida como aquela cor-

respondente à sua GF, ao passo que haveria uma energia secundária, possível de ser gerada em condições normais de carga e hidrologia, que seria liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Como resultado, haveria um excesso de capacidade instalada capaz de assegurar a adequação sistêmica dos recursos de energia e de potência.

Sendo assim, a segunda reforma regulatória tinha como foco assegurar a adequabilidade da oferta de energia e potência e, nesse sentido, foi particularmente bem-sucedida no emprego de leilões regulados para criar um ambiente de negociação conjunta para os contratos de outorga de novas usinas geradoras, de comercialização de energia elétrica e de cessão de garantias financeiras. Tal conformação permitiu tornar os riscos dos projetos mais compreensivos e contribuiu para a viabilização de financiamento por meio da modalidade de *project finance*, possibilitando um maior investimento para um dado volume de garantias corporativas.

Como ilustrado pela Figura 2, o novo modelo regulatório também teve sucesso na introdução das fontes renováveis na matriz elétrica, sobretudo em virtude da possibilidade de representação de suas características técnicas e operacionais nas obrigações contratuais de entrega de energia elétrica (EPE, 2020). A fonte hídrica hoje representa 62% da capacidade instalada total em operação, a fonte eólica por 10%, térmica a biomassa por 9%, térmica a gás natural por 9%, térmica a óleo por 5%, térmica a carvão e solar fotovoltaica por 2% cada e nuclear por 1%.

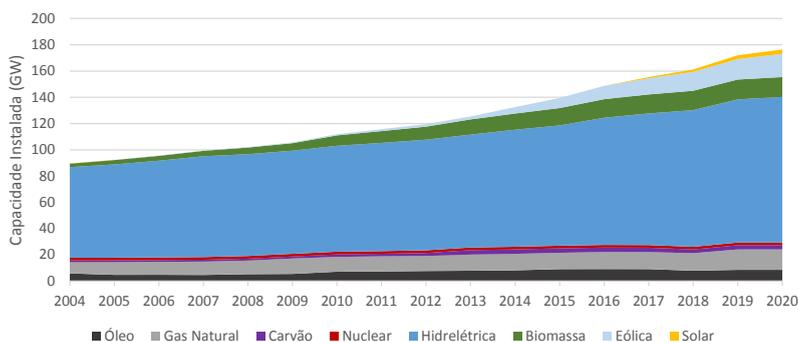


Figura 2 - Evolução da Capacidade Instalada no Brasil (2004-2020)

Nesse ponto, cabe destacar que parte significativa da expansão de GRV no Brasil foi realizada por meio de contratação de energia

de reserva. Na formulação original do modelo regulatório de 2004, o governo federal poderia determinar a contratação de reserva de capacidade de geração para assegurar a continuidade no fornecimento de energia elétrica. A legislação não estabeleceu restrições para as fontes energéticas que seriam contratadas como reserva de capacidade, mas a princípio o mecanismo seria aplicado para contratação de termelétricas a combustível fóssil. Todavia, considerando o fato de que a GF varia em função da evolução da carga e da composição da matriz elétrica, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, alteraram o mecanismo de contratação de reserva de capacidade para que fosse aplicado com alternativa à revisão da GF dos empreendimentos em operação. Assim, o governo federal poderia contratar fontes renováveis para recompor o lastro de energia sistêmico, destinando as termelétricas fósseis contratadas no ACR para a reserva operativa.

Ademais, como a contratação da energia de reserva foi motivada para compensar a degradação da GF não repassada aos geradores, a energia elétrica produzida pelos geradores de reserva, a exemplo da energia secundária, é liquidada apenas no MCP ao valor do PLD. A arrecadação da liquidação da energia de reserva é utilizada para a redução da necessidade de arrecadação do Encargo de Energia de Reserva (EER), pago pelos consumidores na proporção de suas cargas.

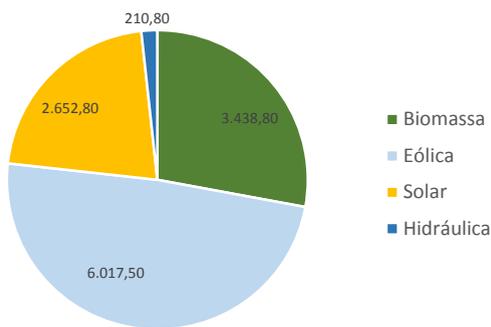


Figura 3 - Potência contratada por meio de leilões de energia de reserva – MW

Entretanto, na implantação do mecanismo de contratação de reserva, foi dada pouca atenção para o efeito da inclusão de energia de reserva na formação do Custo Marginal de Operação (CMO). O ex-

cesso de recurso disponível, provocado pela soma da reserva com a energia secundária hidrelétrica, faz com que os modelos computacionais do NEWAVE e DECOMP utilizados na programação da operação do sistema tenham um viés otimista, implicando na utilização dos recursos hidrelétricos mais rapidamente e no aumento da probabilidade e profundidade dos eventos de *Generation Scaling Factor* (GSF)<sup>1</sup> inferiores a 100%.

O processo de exaurimento do lastro hidrelétrico é ainda agravado pelo desenho regulatório adotado para o compartilhamento de risco hidrológico por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) instituído pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Ou seja, os efeitos do deslocamento hidrelétrico causado por questões regulatórias e operacionais têm sua identificação dificultada pelo fato de que os direitos e obrigações emergentes do MRE, além de difusos, são tipicamente voláteis e sazonais.

Como resultado, o pressuposto de que, em condições normais, as usinas hidrelétricas, em seu conjunto, seriam capazes de produzir energia elétrica superior a GF não tem se concretizado desde 2012 (CCEE, 2021), o que gerou um litígio administrativo e judicial acerca da repactuação do risco hidrológico e da compensação por eventos operativos estranhos a matriz de risco do gerador no modelo comercial do setor elétrico brasileiro.

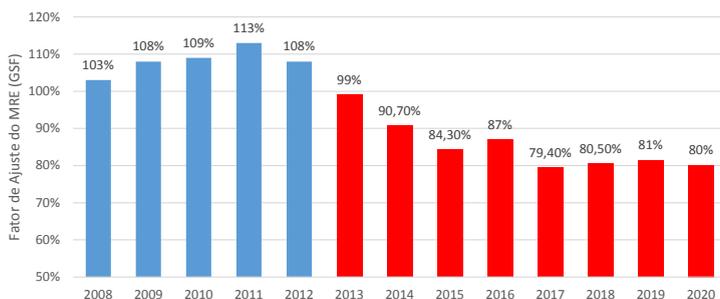


Figura 4 - Fator de ajuste do MRE (GSF)

Visando ao equacionamento do litígio judicial, o governo federal publicou a Medida Provisória nº 688, de 2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que enfrenta a

<sup>1</sup> O GSF é uma medida do risco hidrológico, a qual corresponde à relação entre o volume de energia que é gerado pelas usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a garantia física dessas usinas.

questão da alocação do risco hidrológico por meio de duas abordagens:

- a) A repactuação da matriz de risco dos contratos celebrados no ACR e no ACL, disciplinada pelo Art. 1º da Lei; e
- b) A definição de eventos operativos que provocam o deslocamento da geração hidrelétrica excepcional e que, portanto, não são inseridos na matriz de risco dos agentes hidrelétricos participantes do MRE, disciplinada no Art. 2º da Lei.

De acordo com a legislação, no caso do ACR, a transferência do risco ou parte deste envolve contrapartida dos geradores, com o pagamento de um prêmio de risco aportado em favor da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Por outro lado, a compensação pelo reconhecimento de eventos operativos que causam deslocamento de geração hidrelétrica reflete a recomposição da condição original da matriz de risco dos geradores e depende de desistência de ações judiciais e da renúncia a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação.

Adicionalmente, o governo federal suspendeu a contratação de energia de reserva em 2016, quando foi cancelado o 11º Leilão de Contratação de Energia de Reserva previsto para 19 de dezembro daquele ano.

Ainda assim, a persistência de valores de GSF próximos ao patamar de 80% e de despacho de geração termelétrica elevada, principalmente fora da ordem de mérito de custo (despacho de usinas térmicas com custo superior ao CMO) indicam que o modelo de mercado desenhado pela segunda reforma regulatória apresenta sinais de desgaste e precisa ser revisitado.

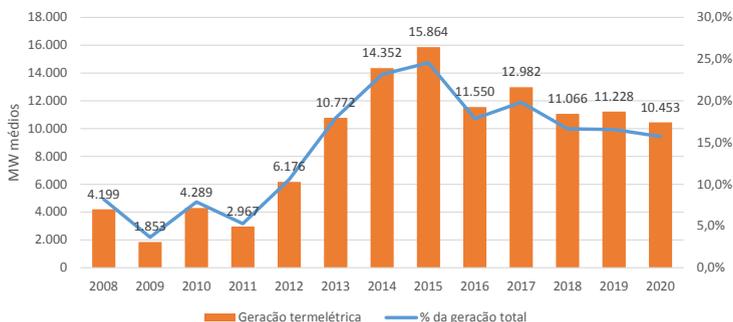


Figura 5 - Geração termelétrica total

### 3. TERCEIRA REFORMA REGULATÓRIA

A conveniência de uma terceira reforma regulatória é justificada, sobretudo, (i) pela necessidade de adequação da regulação e do desenho de mercado de energia elétrica com vistas a reforçar a segurança de suprimento e a adequação dos recursos de energia e de potência disponibilizados ao sistema; e (ii) pelo problema de degradação da garantia física dos empreendimentos de geração e o esgotamento de sua cobertura por meio de contratação de energia de reserva.

Nesse sentido, o GT Modernização apresentou um relatório em agosto de 2019 justificando a necessidade por essa terceira reforma regulatória (MME, 2019). De acordo com o GT Modernização, no modelo regulatório atual, a única obrigação de lastro contratual dos agentes de geração e de consumo se refere ao atributo energia, sendo a adequação do atributo potência obtida indiretamente por meio da contratação de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e usinas termelétricas. Todavia, como a expansão da geração tem sido cada vez mais calcada em usinas hidrelétricas a fio d'água e em GRV, seria necessário estabelecer mecanismos para a contratação de capacidade de potência de modo independente e complementar à contratação de energia.

O relatório também aponta que, no modelo atual, os principais custos da expansão da geração estão sendo alocados no ACR, especialmente os relacionados com a contratação de termelétricas. Essa alocação de custos tem desequilibrado o mercado, causando uma espécie de “ciclo vicioso” com uma sucessão de efeitos danosos. Primeiro, a alocação dos custos da confiabilidade da expansão no ACR torna as tarifas dos consumidores regulados mais caras em relação os preços praticados no ACL, produzindo um sinal de preço para a migração de consumidores. Essa migração, por sua vez, diminui o mercado do ACR, reduzindo a base de rateio dos custos de aquisição de energia e elevando as tarifas ainda mais.

Ademais, o GT Modernização destaca que usinas termelétricas que são capazes de fornecer capacidade e flexibilidade ao sistema são, no contexto atual em que a remuneração ocorre somente pela venda de energia, mais caras do que as GRVs e, por consequência, são menos atrativas ao ACL. Logo, a expansão do ACL pode até contribuir para a garantia de suprimento do atributo energia, mas não contribui de maneira suficiente para a garantia de capacidade ou flexibilidade.

Finalmente, o GT Modernização aponta que a metodologia atual para definição individual de GF, que certifica o lastro de energia dos geradores e estabelece o limite máximo de energia que pode ser

comercializada bilateralmente<sup>1</sup>, faz com que a GF correspondente a um empreendimento sofra alterações ao longo do tempo em função da evolução da matriz de geração e dos critérios de segurança do suprimento, independentemente da manutenção dos parâmetros técnicos e do desempenho comercial do empreendimento.

Diante desse diagnóstico, o GT Modernização considera conveniente que a contratação dos requisitos de potência e energia necessários à adequação dos recursos disponíveis ao sistema seja feita de maneira separada. Para tanto, analisa as seguintes alternativas de mecanismos de adequação de suprimento (MME, 2019):

a) Reserva Estratégica: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de parcela do requisito de capacidade do sistema, separada do mercado atacadista e mantida como reserva. A reserva estratégica seria despachada apenas quando um critério pré-estabelecido fosse atendido, e depois que toda a capacidade disponível restante estivesse em operação. A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, pago por todos os consumidores na proporção de suas cargas via encargos, provendo uma renda que compensa o custo de oportunidade da Reserva Estratégica por não poder participar no mercado atacadista;

b) Leilão de Capacidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de capacidade que, diferentemente da Reserva Estratégica, continuaria participando do mercado de energia, ou seja, da liquidação e da formação de preço. A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo devido por todos os consumidores na proporção de suas cargas;

c) Obrigação de Capacidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação descentralizada de capacidade. A quantidade da capacidade a ser contratada seria definida centralizadamente, mas a estratégia de cumprimento da obrigação (e de remuneração) seria definida por cada agente. O mecanismo de Obrigação de Capacidade *ex-ante* poderia ser associado com mercados de certificados livremente transacionáveis. O cumprimento da obrigação poderia ser aferido *ex-ante* ou *ex-post* e seu descumprimento ensejaria o pagamento de penalidade;

---

<sup>1</sup> A geração de energia elétrica acima ou abaixo da garantia física é liquidada multilateralmente no Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

d) Opções de Confiabilidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de capacidade. O contrato da Opção de Confiabilidade se assemelharia ao de um contrato financeiro de opção de compra. O operador do sistema adquiriria o direito de comprar eletricidade dos geradores a um determinado preço de exercício e, como nas opções de compra financeiras típicas, exerceria este direito se, e somente se, fosse considerado vantajoso, ou seja, se o índice (no caso, o preço da eletricidade no mercado spot) fosse superior ao preço de exercício, que serviria como uma indicação de quando a segurança do sistema estivesse em risco (condições de escassez). A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo devido por todos os consumidores na proporção de suas cargas;

e) Pagamento por Capacidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação descentralizada de capacidade. Nesse mecanismo a autoridade central estabeleceria um valor (que pode ser fixo ou variável e diferenciado por fonte e tecnologia) de pagamento pela disponibilização de capacidade que seria recebido por todos os empreendimentos em operação. A quantidade efetiva de capacidade, todavia, seria definida pelo mercado em resposta ao valor de pagamento estipulado. A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo devido por todos os consumidores na proporção de suas cargas.

Após a avaliação preliminar desses diferentes tipos de mecanismos de adequação do suprimento, o GT Modernização concluiu que mecanismos abrangentes, baseados em volume, e possivelmente de contratação centralizada, se mostram mais adequados ao contexto brasileiro, a exemplo dos leilões de capacidade e, principalmente, das opções de confiabilidade.

As propostas de solução debatidas pelo GT Modernização foram, em grande medida, consolidadas no Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232/2016, que foi aprovado pelo Senado Federal em 10 de fevereiro de 2021 e passou a tramitar na Câmara dos Deputados na forma do Projeto de Lei (PL) nº 414/2021. Em linhas gerais, a proposta abarcada pelo projeto prevê que o MME seja responsável por homologar tanto o lastro de cada empreendimento de geração, quanto a quantidade de energia e de lastro a serem contratadas para assegurar a confiabilidade e a adequabilidade do fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, a energia elétrica continuaria sendo contratada no

formato atual, com distinção entre ACL e ACR, ao passo que o lastro seria contratado centralizadamente (em substituição à contratação de energia de reserva) e remunerado por meio de encargo, pago por todos os consumidores na proporção de suas cargas. Ademais, o PL nº 414/2021 estipula que os empreendimentos de geração possam negociar livremente a energia e a capacidade de prover serviços ancilares, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

Por outro lado, apesar de patrocinar o PLS nº 232/2016, em 1º de setembro de 2020, o governo federal editou a Medida Provisória nº 998, convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, que alterou o mecanismo de contratação de energia de reserva previsto na Lei nº 10.848/2004, oferecendo uma solução transitória para contratação de confiabilidade e adequabilidade até a aprovação da proposta estruturante representada, então, pelo PLS nº 232/2016.

De acordo com a nova redação, a Lei nº 10.848/2004 permite que o mecanismo de contratação de reserva seja adotado para contratação separada de reserva de capacidade (serviço prestado com base no lastro de potência) e de energia de reserva (serviço prestado pelo lastro de energia) por meio de Contratos de Opções de Confiabilidade.

Nesse sentido, as demandas por reserva de capacidade e por energia de reserva deverão ser definidas pelo MME. Para tanto, estudos da EPE e do ONS, baseados na metodologia empregada pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (EPE, 2021) para a indicação da expansão ótima da geração centralizada, podem subsidiar a definição e quantificação imediata por essas demandas. Tal metodologia utiliza o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE; o modelo NEWAVE, de simulação e planejamento da operação, desenvolvido pelo CEPEL; e a ferramenta de Balanço de Potência, desenvolvida internamente pela EPE. As etapas de elaboração da indicação da expansão são apresentadas pelo fluxograma da Figura 6 (EPE, 2021).

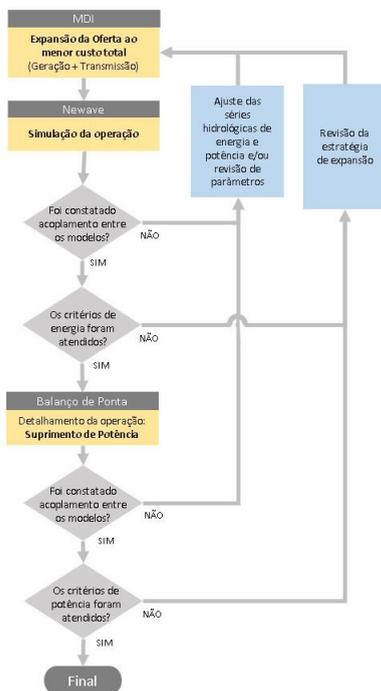


Figura 6 - Fluxograma do processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica

O MDI tem como função objetivo a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima de potência instantânea. A curva de carga é representada em quatro patamares (ponta, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, que inclui o requisito de reserva operativa. A restrição de reserva operativa é incluída no modelo na forma de uma penalidade com valor ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que atenda aos critérios de suprimento relacionados à capacidade de potência.

A partir da configuração existente e dos projetos já contratados, são oferecidos como entrada para o MDI perfis médios de fontes candidatas à expansão para suprir o crescimento da demanda. Para tanto, são considerados os custos de investimento em novas plantas, por tecnologia, incluindo geração, armazenamento e transmissão. O MDI tem como resultado um cronograma ideal de expansão da geração e o Custo Marginal de Expansão (CME), correspondentes à expansão ótima da geração centralizada.

Com a expansão ótima indicada pelo MDI, é realizada a simulação da operação com o modelo NEWAVE, de modo a incorporar mais detalhes operativos como, por exemplo, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e a expectativa de vertimento (EPE, 2021). Como resultado da simulação com o modelo NEWAVE, é obtido o Custo Marginal de Operação (CMO).

Finalmente, procede-se à verificação da adequabilidade do suprimento de energia e de potência por meio da avaliação Balanço de Potência com o objetivo de verificar as condições de atendimento à demanda máxima instantânea e então, identificar ações de planejamento que eventualmente sejam necessárias. A ferramenta utilizada pelo PDE 2030 considera todas as séries sintéticas de vazões, além do requisito de reserva operativa aplicado à demanda máxima. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI, ajudando na integração do processo. A principal diferença é que, no detalhamento, consideram-se todos os cenários hidrológicos, além dos efeitos que a decisão de expansão tem sobre a operação futura dos reservatórios.

A expansão indicativa para termelétricas (que assegura composição ótima da oferta de energia e a minimização do CME) agregada à necessidade de energia de reserva para assegurar a adequabilidade dos recursos pode ser adotada como referência para a demanda por contratos de energia de reserva, visto que sua utilização depende da realização de condições específicas de carga e de oferta das fontes primárias renováveis (água, vento e radiação solar), tornando-a mais aderente à contratação na modalidade por disponibilidade. A necessidade de potência para a adequabilidade dos recursos, por sua vez, pode ser utilizada para a definição da demanda por reserva de capacidade de potência.

Assim, o planejamento indicativo da geração como tratado no PDE 2030 serviria não apenas para a identificação dos requisitos de adequação do suprimento, por subsistema, mas também para a determinação da modalidade contratual (quantidade ou disponibilidade) e para a definição das obrigações contratuais inerente a cada tipo de produto: contrato de quantidade de energia; contrato de reserva de capacidade e contrato de energia de reserva.

Nesse ponto, destaca-se que a confiabilidade e adequabilidade tais como definidas e requeridas sistematicamente devem ser asseguradas por meio de contratos de serviços de reserva de capacidade e de energia de reserva, ancorados nas disponibilidades de atributos e qualificados por seus lastros, que equilibrem os requisitos dos consumidores, buscando minimizar o custo e respeitando critérios de segurança sistêmica.

Dessa forma, em aderência ao diagnóstico e metodologia apresentados acima, e considerando as distintas qualificações pos-

síveis de atributos elétricos e energéticos entre as diversas fontes e tecnologias de geração de energia elétrica, recomenda-se a adoção de três produtos de reserva:

a) Produto reserva de capacidade de armazenamento e resposta da demanda: Contrato de disponibilidade para serviço de entrega de potência ou redução de carga com curtíssimo tempo de resposta e curto tempo de duração, de modo a atender as necessidades operativas do ONS em tempo real (redespacho). Produto adequado para recursos de armazenamento (inclusive hidrelétricas reversíveis e com reservatório de acumulação) e resposta da demanda.

b) Produto reserva de capacidade despachável: Contrato de disponibilidade para serviço de entrega de potência com tempo de resposta e tempo de duração médios, de modo a atender as necessidades operativas indicadas na programação diária da operação. Produto adequado para termelétricas a gás natural com ciclo aberto, óleo combustível e óleo diesel e para as hidrelétricas reversíveis e com reservatório de acumulação.

c) Produto energia de reserva: Contrato de disponibilidade para serviço de entrega de energia despachável para suprir as necessidades de requisitos de energia com maior grau de incerteza. Os contratos devem conter cláusulas com volume de entrega mínima anual, assegurada uma flexibilidade entre 85% e 115% para sazonalização anual, e de entrega. O produto visa assegurar a adequação do suprimento em cenários de hidrologia adversa ao menor custo possível e é adequado para termelétricas a gás natural com ciclo combinado e a carvão.

Ademais, considerando que os contratos têm múltiplas finalidades, é fundamental que as obrigações referentes à prestação dos serviços negociados pelos agentes de mercado sejam integralmente definidas em termos contratuais, como apontado no *Guide for Designing Contracts for Renewable Energy Procured by Auctions* (CORREIA et al., 2020). Em primeiro lugar, trata-se de ferramenta jurídica e financeira que protege tanto o comprador quanto o vendedor da volatilidade dos preços. Além disso, os contratos podem ser utilizados para prover um fluxo de renda previsível, servir como garantia para o financiamento de novos projetos e para assegurar viabilidade comercial de termelétricas existentes em mercados com participação significativa de fontes de geração renovável variável. Finalmente, os contratos alocam riscos, definem passivos, e oferecem orientação para ação no caso de contingências imprevistas.

A Tabela 1 resume os principais dispositivos dos contratos propostos.

Tabela 1 - Contratos de reserva de capacidade e de energia de reserva

	<b>Reserva de capacidade de armazenamento e resposta da demanda</b>	<b>Reserva de capacidade despachável</b>	<b>Energia de reserva</b>
<b>Objeto</b>	O contrato tem por objeto estabelecer os termos e as condições da compra e venda da disponibilidade de recursos de armazenamento e de resposta da demanda, sem energia associada.	O contrato tem por objeto estabelecer os termos e as condições da compra e venda da disponibilidade de reserva de capacidade, sem energia associada.	O contrato tem por objeto estabelecer os termos e as condições da compra e venda da disponibilidade de energia de reserva despachável com potência associada.
<b>Montantes contratados</b>	Obrigação contratual definida em termos de MWh/h.	Obrigação contratual definida em termos de MWh/h.	Obrigação contratual definida em termos de MW médios.
<b>Sazonalidade</b>	Não há inflexibilidade contratual, sazonalização e modulação do contrato, sendo o acionamento do produto definido exclusivamente pelo ONS.	Não há inflexibilidade contratual, sazonalização e modulação do contrato, sendo o acionamento do produto definido exclusivamente pelo ONS.	O contrato pode prever a sazonalização das obrigações de entrega de energia, a ser definida anualmente pelo ONS.
<b>Condições de prestação do serviço</b>	O vendedor deverá estar de prontidão para despacho a qualquer momento, observadas as seguintes condições técnicas para a prestação do serviço: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Número máximo de acionamentos por ano;</li> <li>• Número máximo de acionamento por mês;</li> <li>• Tempo máximo resposta entre o aviso de acionamento e o início da prestação do serviço de injeção de potência e energia ou de resposta da demanda definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de ligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo máximo de permanência na condição de ligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de desligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Metodologia contratual para definição da Linha Base a ser considerada para verificar a efetividade da resposta da demanda.</li> </ul>	O vendedor deverá atender as seguintes condições técnicas para a prestação do serviço: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempo necessário para o sincronismo de unidades que estejam desligadas para preservação a seco e para preservação a úmido definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de ligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de desligado definido pelo MME e fixado contratualmente.</li> </ul>	O montante de energia contratada será contabilizado e liquidado no mercado de curto prazo, sendo os recursos correspondentes destinados à Conta de Energia de Reserva (CONER), observada a regulação da ANEEL para compensação dos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) pelo deslocamento hidráulico por geração fora da ordem do mérito.
<b>Receita de venda</b>	Receita fixa mensal descontada uma parcela variável pela indisponibilidade e restrição operativa.	Receita fixa mensal descontada uma parcela variável pela indisponibilidade e restrição operativa.	Receita fixa mensal acrescida pelo ressarcimento do Custo Variável Unitário (CVU) pela energia produzida.

## 5. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos anos vem se conformando um diagnóstico, amplamente consensual, que aponta a necessidade de ajustes no modelo regulatório atual do setor elétrico brasileiro. A metodologia atual de contratação lastreada em um certificado de GF variável no tempo e a crescente participação de GRV, em alguma medida, ressuscitam a falha de mercado de *missing money* e levantam o alerta sobre a capacidade de as forças de mercado assegurarem a adequabilidade dos recursos de energia e de potência necessários para a segurança do suprimento.

Porém, se existe convergência no diagnóstico, também emerge alguma disparidade nos encaminhamentos propostos para endereçamento dos desafios identificados. Cabe frisar que, embora a identificação explícita dos recursos de energia e potência e dos atributos de flexibilidade e despachabilidade desejáveis para o sistema seja uma etapa necessária, ela não será suficiente. O caso requer não apenas o elenco dos recursos e atributos almejados, mas sobretudo a delimitação dos serviços contratuais necessários para sua efetiva disponibilidade quando necessário.

A complexidade inata do setor elétrico enseja cadeias longas de efeitos cruzados, sejam eles de natureza sistêmica ou econômica. No caso brasileiro, esta complexidade se amplifica de forma contundente na dimensão judicial pela crescente judicialização de direitos e obrigações. O setor padece de uma carga expressiva de pleitos judiciais, muitos dos quais ainda inconclusivos, e aos quais poderá ser agregado outro tanto a depender das intervenções legais e regulatórias que se faça.

Nesse sentido, a solução de contratação de reserva de capacidade e de energia de reserva apresentada conjuga a obtenção de eficiência sistêmica e econômica com simplicidade normativa e estreita aderência aos dispositivos legais trazidos pela Lei nº 14.120/2021 e debatidos no PL nº 414/2021. Assim, a proposta delinea um avanço expressivo e seguro no propósito de modernizar o setor, ao mesmo tempo que mitiga a oportunidade de litígios.

Ainda assim, para que esse propósito seja assegurado, é interessante que a discussão sobre os contratos de reserva de capacidade e de energia de reserva seja aprofundada e inclua a conveniência e oportunidade de ajustes em outros aspectos contratuais.

Por exemplo, o período entre a assinatura do contrato e o início da prestação do serviço (denominado *lead time*) é necessário para conferir tempo aos vendedores para que realizem todos os tramites administrativos (incluindo o licenciamento ambiental) e os investimentos exigidos para prestação do serviço contratado. Tal período deve ser, portanto, compatível com os prazos requeridos para

tais atividades, especialmente em leilões com a participação de novos projetos. No caso de leilões com a participação exclusiva de empreendimentos existentes, o *lead time* pode ser reduzido. De todo modo, o tomador de decisão deve estar atento para o fato de que um *lead time* muito longo implica maiores riscos de erro na definição da demanda (dada a maior incerteza sobre os cenários futuros). Sendo assim, é interessante manter a atual estratégia do governo brasileiro de utilização de uma cadeia de leilões com diferentes *lead times*.

Em relação à duração do contrato, definida pelo período de vigência da prestação do serviço, importa destacar que prazos maiores permitem que os recebíveis contratuais sejam utilizados como garantia de financiamento de longo prazo e, novamente, podem ser necessários em leilões com contratação de novos empreendimentos. Os benefícios de contratos de longo prazo para projetos existentes, todavia, são menos evidentes, sendo necessário verificar o *trade-off* entre a estabilização do preço, conferida pelos contratos, e a perda de flexibilidade regulatória provocadas por contratos legados numa conjuntura, como a atual, em que se discute uma reforma regulatória de grande abrangência. Nesse contexto, recomenda-se que seja evitada a contratação de energia e de reserva de capacidade e de energia com durações muito delatadas, pelo menos no primeiro momento, em que se espera grande participação de empreendimentos existentes.

Ademais, as fórmulas de cálculo e atualização dos CVUs atualmente praticadas são adequadas e devem ser mantidas. Ou seja, para assegurar a otimização da operação, os CVUs das termelétricas devem ser atualizados mensalmente com base em preços de combustíveis internacionais e taxas de câmbio. Por outro lado, as cláusulas de reajuste monetário em contratos de menor duração (mesmo que superior a 12 meses) podem ser revistas ou mesmo removidas, visto que os custos de operação do setor elétrico não seguem a dinâmica dos índices gerais de preços normalmente utilizados, como o IPCA e o IGP-M.

Os novos contratos devem, ainda, possuir cláusulas de penalidades que desencorajem comportamentos associados com as falhas de mercado de risco moral e de seleção adversa e incentivem a conformidade regulatória, observados os casos de caso fortuito e força maior.

Finalmente, considerando que os contratos também têm o propósito de facilitar o acesso e reduzir os custos de financiamento, pode ser necessário prever condições para a sub-rogação de direitos e transferência do controle, especialmente em caso de assunção do projeto pelos financiadores (*step-in-right*).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BRANDI, P. Há 73 anos a Chesf começava sua caminhada. [Online]. 2021. Disponível em: <https://www.memoriadaeletricidade.com.br/artigos/historia-do-setor-eletrico/40467/ha-73-anos-a-chesf-comecava-sua-caminhada>
- CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. [Online]. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. [Acesso em 29 março 2021].
- CORREIA, T. B.; MELO, E.; DA COSTA, A. M.; SILVA, A. J. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. *Revista Economia*, Volume 7, pp. 607-627. 2006
- CORREIA, T. B.; TOLMASQUIM, M. T.; HALLACK, M. *Guide for Designing Renewable Energy Auction Contracts*, Washington: Inter-American Development Bank - IDB. 2020.
- EPE. Balanço Energético Nacional, s.l.: s.n. 2020.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, s.l.: Empresa de Pesquisa Energética. 2021.
- GONZÁLEZ-DÍAZ, F. E. EU Policy on Capacity Mechanisms. Em: *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market, Law, Policy, and Economics*. s.l.: Oxford University Press, pp. 3-30. 2015.
- MME. Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia, s.l.: Ministério de Minas e Energia. 2019.
- PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES*, 9(18), pp. 163-204. 2002.
- PIRES, J. C. L.; GOLDSTEIN, F. Agências reguladoras brasileiras: Avaliação e desafios. *Revista do BNDES*, 8(16), pp. 3-42. 2001.
- TOLMASQUIM, M.; DE BARROS CORREIA, T.; ADDAS PORTO, N. *Brazil Country report*, s.l.: Energy and Economic Growth Research Programme. 2020.
- WORLD BANK GROUP. *International experience with private sector participation in power grids - Brazil case study*, s.l.: s.n. 2012.

## MUDANÇAS NO PADRÃO DE FINANCIAMENTO NO SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO 2015/2020

Nivalde de Castro<sup>1</sup>  
Nelson Siffert Filho<sup>1</sup>  
André Alves<sup>1</sup>  
Luiza Masseno Leal<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal do Rio de Janeiro

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.639

### RESUMO

O setor elétrico brasileiro possui hoje um modelo de financiamento que se mostrou bem-sucedido em garantir a expansão da capacidade instalada nos segmentos de geração e distribuição de elétrica. Entretanto, esse modelo vem sendo revisto em função de mudanças no próprio mercado de energia elétrica e ainda no cenário macroeconômico do país. O presente artigo tem como objetivo analisar questões associadas ao padrão de financiamento do setor elétrico no período 2015/2020, com ênfase nos projetos *greenfield* de geração e transmissão de energia.

Palavras-chave: Financiamento de projetos, Mecanismos de financiamento, Financiamento do setor elétrico, Geração e transmissão de energia elétrica.

### ABSTRACT

The Brazilian electricity sector currently has a financing model that has proven successful in ensuring the expansion of installed capacity in the electricity generation and distribution segments. However, this model has been revised due to changes in the electricity market itself and in the macroeconomic scenario. This article aims to analyze issues associated with the pattern of financing of the electricity sector in the period 2015/2020, with an emphasis on greenfield energy generation and transmission projects.

Keywords: Project financing, Financing mechanisms, Financing of the electricity sector, Generation and transmission of electricity.

## 1. INTRODUÇÃO

Os setores de infraestrutura, dentre eles o setor elétrico, são considerados estratégicos para o desenvolvimento econômico de qualquer país. A ampliação da capacidade produtiva de infraestrutura determina externalidades positivas, refletindo em ganhos de competitividade econômica, no aumento da produtividade, no fortalecimento de cadeias produtivas e na geração de investimentos e empregos.

No entanto, do ponto de vista das condições de financiamento, os ativos de infraestrutura são caracterizados por serem capital-intensivos, apresentarem custos afundados (*sunk costs*) e possuírem longo prazo de maturação dos investimentos e de retorno. Estas três características resultam em incertezas econômicas e regulatórias. Desta forma, pode-se assinalar que o volume de investimentos e as condições de financiamento apresentam especificidades em relação a outros setores da economia.

No Brasil, é possível perceber que, ao longo dos últimos vinte anos (2001-2020), os bancos públicos, em especial o BNDES, assumiram um papel protagonista no financiamento dos investimentos do Setor Elétrico Brasileiro, por meio do *project finance*. Isso decorre, principalmente, das dificuldades de se encontrar condições adequadas para obtenção de *funding* de longo prazo via mercado de crédito, nos bancos comerciais e no mercado de capitais.

Neste período, foram estruturados diversos leilões de concessões e autorizações de projetos de geração de energia elétrica e de linhas de transmissão, realizados anualmente. Os vencedores destes leilões assinaram contratos bilaterais de longo prazo, que serviram como garantia para a obtenção de empréstimos e a viabilização do empreendimento, via os bancos nacionais de fomento, principalmente o BNDES e o BNB.

Observa-se, no entanto, que o modelo de financiamento do SEB está sendo revisto diante das mudanças (i) no mercado de energia elétrica, com a redução do mercado cativo, (ii) na política de financiamento e (iii) no cenário macroeconômico do país.

Em paralelo a esse processo, nos próximos anos e décadas, o SEB estará diante de novas oportunidades e desafios em função da agenda de mudanças climáticas, aliada à promoção e à difusão de inovações tecnológicas de baixo carbono e à crescente eletrificação das atividades produtivas. Assim, vislumbra-se um cenário que indica um novo e consistente ciclo de inversões em um espectro mais amplo e diversificado de atividades e segmentos produtivos.

Derivado deste contexto, o presente texto visa avaliar as estruturas financeiras, no período de 2015 a 2020, com base em uma

amostra selecionada de projetos de geração e transmissão de energia elétrica, implementados por seis grupos considerados *players* estratégicos no SEB, a saber: Neoenergia, Energisa, CPFL, AES Tietê e Engie. Buscou-se identificar sinais de eventuais modificações do padrão de financiamento e de tendências futuras. O objetivo do trabalho é, portanto, analisar e sistematizar questões associadas ao padrão de financiamento do setor elétrico no período 2015-2020, com ênfase nos projetos *greenfield* de geração e transmissão de energia.

Para tanto, fez-se necessário analisar o endividamento dos grupos controladores destes projetos, pois se constatou que uma parcela expressiva dos projetos *greenfield* foram financiados de forma corporativa, por meio emissão de dívidas por parte das empresas ou *holdings* controladoras. Desta forma, pretende-se responder às perguntas, para cada grupo da amostra, apresentadas no Quadro 1, as quais se dividem em cinco principais eixos:

- i. Investimentos e aquisições;
- ii. Mecanismos de financiamento;
- iii. Evolução do endividamento;
- iv. Posicionamento estratégico; e
- v. Perspectivas futuras.

Quadro 1 - Eixos temáticos e perguntas de pesquisa

<b>Investimentos e aquisições</b>	1. Como se comportou o ciclo de investimentos no período analisado?
	2. Energia eólica é um campo de investimento crescente no grupo?
	3. Energia solar tem sido uma área de atração de novos investimentos?
<b>Investimentos e aquisições</b>	4. Linhas de transmissão têm representado uma área de atração de investimentos?
	5. O grupo utiliza aquisições de empresas como estratégia de crescimento?
<b>Mecanismos de financiamento</b>	6. Qual fonte de financiamento ganhou importância relativa no período analisado?
	7. Qual fonte diminuiu de importância relativa?
	8. O grupo demandará novas emissões no mercado de capitais nos próximos três anos para rolagem de dívidas que vencem no período?
	9. A <i>holding</i> do grupo é utilizada como instrumento de captação de dívidas?
	10. O grupo continua mantendo relações significativas com instituições públicas de financiamento?
	11. Foi identificada a utilização de <i>project finance</i> no período?

Quadro 1 - Eixos temáticos e perguntas de pesquisa (continuação)

<b>Mecanismos de financiamento</b>	12. Foi identificada a estruturação de <i>project finance</i> somente com partes privadas?
	13. As emissões de debêntures foram, todas elas, no âmbito da Instrução CVM nº 476/2009?
	14. Foi identificada emissão de debêntures ao nível dos projetos?
	15. O acesso a fontes de financiamento externo tem sido recorrente?
<b>Evolução do endividamento</b>	16. O grau de endividamento do grupo no período analisado, medido pela relação dívida líquida/EBTIDA, diminuiu, cresceu ou manteve-se estável?
	17. A tendência do endividamento, no período analisado, foi no sentido de aumentar ou diminuir a alavancagem?
	18. Como se manteve o prazo médio do endividamento?
	19. O grupo mantém os investimentos em nível elevado, a despeito do endividamento ser também expressivo?
	20. O grupo mantém investimentos em LT, a despeito do elevado endividamento?
<b>Posicionamento estratégico</b>	21. O grupo é um <i>player</i> com ativos no exterior?
	22. Tem buscado novos negócios (GD, serviços financeiros)?
	23. A transição energética representa uma ameaça ou uma oportunidade para o grupo?
	24. O grupo tem iniciativas expressivas relacionadas à transição energética no Brasil?
	25. O grupo entende a geração 100% renovável como estratégica?
<b>Perspectivas futuras</b>	26. O plano de investimentos do grupo aponta alguma nova tendência?
	27. Os investimentos serão alocados majoritariamente em qual área?

Destaca-se que a metodologia do estudo consistiu em uma revisão bibliográfica sobre o tema, além de coleta, sistematização e análise de dados de uma amostra composta por seis grupos econômicos estratégicos do setor elétrico.

Assim, o trabalho está estruturado em quatro seções. A Seção 1 procura revisitar os aspectos teóricos relacionados aos ativos de geração e transmissão de energia elétrica, suas principais formas de financiamento e fontes de capital. A Seção 2 visa analisar o padrão de financiamento da expansão dos setores de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, nos últimos 20 anos. Na Seção 3, é examinado o status atual dos níveis de investimentos e endividamento, bem como o padrão de financiamento dos grupos e projetos da amostra selecionada, buscando identificar eventuais mudanças. Por fim, na Se-

ção 4, são analisadas as perspectivas futuras acerca do padrão de financiamento do SEB, assim como o posicionamento estratégico dos investimentos e novos modelos de negócios de diversos *players* do segmento, alinhados ao processo de transição energética da economia.

Neste sentido, busca-se identificar possíveis mudanças no padrão de financiamento nos segmentos de geração e transmissão que permitam ampliar a realização de novos investimentos no SEB, firmando, assim, a sua posição em relação à transição energética para o cumprimento da agenda climática e a construção de uma economia de baixo carbono.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Setor elétrico: características gerais

Para investigar eventuais mudanças no padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro nos últimos anos, é necessária a compreensão dos elementos que fazem com que o setor, assim como os demais segmentos de infraestrutura, seja considerado diferenciado sob o ponto de vista econômico e financeiro.

De modo geral, os setores de infraestrutura são vistos como estratégicos, em função da sua importância para o desenvolvimento econômico a nível nacional, regional e internacional, dados os ganhos de produtividade e competitividade que geram para a economia como um todo. Já com relação ao aspecto financeiro, esses setores se notabilizam por certas características que os diferenciam dos demais, em razão de suas condições de financiabilidade, tema central da presente seção.

Do ponto de vista da busca de atração de *funding* de longo prazo, seja *equity* ou dívidas, o setor de infraestrutura possui características específicas, que fazem com que seja frequentemente considerado como pouco atrativo para os agentes privados, sobretudo em se tratando de projetos *greenfield*. Estas características são:

- i. Intensidade de capital aportado na fase de construção;
- ii. Longo prazo de maturação e de retorno de capital;
- iii. Presença de “custos afundados” ou irrecuperáveis;
- iv. Riscos de sobre custos na construção ou na operação;
- v. Atrasos na implantação dos projetos;
- vi. Incertezas regulatórias; e
- vii. Riscos socioambientais.

De forma sucinta, pode-se assinalar que os segmentos de infraestrutura se notabilizam pelos empreendimentos de grande porte, envolvendo elevados volumes de capital e prazos longos para o retorno dos investimentos. O montante de capital investido nessas atividades dificilmente poderá ser recuperado ou terá um uso alternativo, caracterizando o que é chamado de custos afundados (*sunk costs*) na teoria econômica. Estas características são diferentes daquelas nas quais o setor privado busca concentrar os seus investimentos, marcadas por retornos maiores em prazos menores, além da possibilidade de desmobilizar os recursos empregados em um determinado empreendimento e migrar para outro. A baixa atratividade dos setores de infraestrutura para os agentes privados leva o poder público a assumir, de forma frequente, um papel preponderante e estratégico no investimento nesses setores, dada a sua capacidade de mobilizar recursos para o financiamento dessas atividades.

Neste contexto, a atuação do poder público ocorre de forma indireta, através da viabilização do financiamento de longo prazo a taxas de juros diferenciadas, o que geralmente é realizado por meio de bancos públicos de fomento ao desenvolvimento, como o BNDES e o BNB, para a construção e a operação dos ativos de infraestrutura delegados ao setor privado, por meio de concessões.

Nota-se que há uma forte relação de dependência entre investimento em infraestrutura e mecanismos adequados de financiamento. O *funding* necessário para os investimentos é elevado, de modo que, além do aporte de recursos dos acionistas controladores (*equity*), o projeto somente se viabiliza caso sejam estruturadas dívidas, oriundas dos bancos públicos de desenvolvimento, dos bancos comerciais, do mercado de capitais ou, ainda, de organismos multilaterais.

Para além da questão da oferta de mecanismos adequados de financiamento, cabe destacar a necessidade de se constituir, em paralelo, um arranjo institucional capaz de proporcionar um ambiente favorável aos investimentos no segmento de infraestrutura.

A institucionalidade reduz os riscos associados aos financiamentos de longo prazo, uma vez que o projeto financiado passou por todo um rito antes de iniciar a sua implantação. Este processo origina-se com a estruturação e modelagem de engenharia, regulatória, econômico-financeira e socioambiental. Desta forma, compõem as condições e requisitos dos editais de licitação dos empreendimentos um contrato de concessão ou autorização que irá balizar, por um longo período, as relações contratuais entre o poder concedente e a concessionária. Especificamente no que diz respeito ao SEB, o arranjo institucional é composto por:

- i. Ministério de Minas e Energia, formulador da política setorial;
- ii. Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo planejamento do setor energético brasileiro;
- iii. Agência Nacional de Energia Elétrica, agência reguladora do setor elétrico;
- iv. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
- v. Operador Nacional do Sistema Elétrico; e
- vi. Financiadores, entidades setoriais, entre outros.

Tendo em vista a natureza incompleta dos contratos econômicos (HART, 1995), as instituições constituem uma forma de mitigar as incertezas e garantir que a mediação dos conflitos seja guiada pelos princípios que balizam os contratos, respeitando os direitos e deveres estabelecidos entre as partes.

Em estudo realizado no ano de 2005, o Banco Mundial indicou que seria necessária uma taxa de investimento entre 5% e 7% do PIB para que países emergentes alcançassem o padrão de infraestrutura observado nos países desenvolvidos. Contudo, observa-se, no caso brasileiro, que esta taxa está muito aquém. No período entre 2001 e 2013, a média dos investimentos em infraestrutura no país foi de 2,15% do PIB, enquanto que, nos últimos dois anos (2019/2020), o percentual de investimento tem sido inferior a 2%, valor muito próximo da taxa de depreciação.

A despeito das dificuldades em elevar os investimentos em infraestrutura como um todo, tanto do setor público como privado, nota-se que, em termos de financiamento de infraestrutura no Brasil, nos últimos 20 anos, o maior destaque é a atuação do BNDES. No âmbito do setor elétrico, a participação do Banco se notabiliza no financiamento de projetos de geração e transmissão de energia, por meio do mecanismo de *project finance*, no qual o fluxo de caixa do próprio projeto é utilizado para promover o pagamento das dívidas, tendo como garantia seus ativos e recebíveis, como será examinado em mais profundidade na seção seguinte.

Somente no período compreendido entre os anos de 2007 a 2015, o BNDES foi responsável pelo financiamento de 227 projetos de geração de energia, agregando 42 GW de capacidade nominal instalada, e de 93 projetos de linhas de transmissão, com 27 mil km de extensão, sendo que, na maioria das operações, o risco foi compartilhado com outros bancos. Os investimentos com apoio do BNDES em geração e transmissão, no período citado, somaram R\$ 209 bilhões, demandando financiamentos de R\$ 122 bilhões.

Este modelo de financiamento mostrou-se funcional para pro

mover a expansão dos ativos de geração e transmissão do SEB, todavia o mesmo chegou ao seu limite, juntamente com a reorientação na atuação do BNDES.

Os contratos de compra e venda de energia que resultam dos leilões de geração são utilizados pelos empreendedores para obtenção de financiamento de longo prazo junto ao BNDES. Contudo, desde 2015, observa-se uma tendência de redução progressiva da atratividade dos recursos do BNDES, em especial com a mudança realizada em janeiro de 2018 da TJLP para a TLP, o que tornou os recursos do Banco pouco competitivos em relação ao mercado financeiro.

Enquanto a TJLP é estabelecida com base na meta de inflação, a TLP é definida pelo IPCA, somada à taxa de juros real da NTN-B de cinco anos. Esta alteração teve o objetivo prático de aproximar as taxas de juros do BNDES às praticadas pelo mercado, o que provocou um encarecimento do custo do financiamento de projetos. Com isso, os setores tradicionalmente apoiados pelo BNDES, como o setor elétrico, buscaram diversificar as suas fontes de captação de recursos, demandando um volume de recursos menor do Banco para o financiamento de seus projetos.

No nível de política econômica, merece ser destacado o movimento de queda da taxa de juros, notadamente no biênio mais recente (2019/2020), o que levou os investidores a buscarem no mercado privado fontes para o financiamento de seus projetos, por meio de (i) captações no mercado externo ou (ii) das debêntures de infraestrutura.

Com a publicação da Lei nº 12.431/2011, as debêntures tornaram-se mais atrativas, uma vez que, por meio de resolução ministerial, passaram a gozar de incentivos fiscais, como a isenção de imposto de renda e do IOF. Destaca-se que, no período de 2012 a 2020, foram emitidas por empresas do setor de energia o montante de R\$ 63,5 bilhões em debêntures incentivadas.

O encarecimento do *funding* do BNDES, a redução da taxa de juros na economia e a criação de instrumentos incentivados como as debêntures resultaram na menor participação do Banco no financiamento do setor elétrico. Assim, a ampliação do espaço para alternativas de financiamento via mercado privado refletiu em princípios e objetivos da política econômica, a partir de 2015. A questão que se coloca, como uma hipótese deste estudo e que será examinada em seção posterior, é que essas mudanças se traduziram, efetivamente, em um novo padrão de financiamento para o Setor Elétrico Brasileiro.

Os desdobramentos em torno desta discussão são de grande importância face à necessidade de investimentos à expansão do SEB, projetada para os próximos anos, e aos demais setores de infraestrutura que demandam fontes adequadas e específicas para o seu financiamento.

O entendimento das condições diferenciadas de financiabilidade dos segmentos de infraestrutura, com foco no setor elétrico, bem como a compreensão acerca das mudanças ocorridas na orientação da política econômica ao longo dos últimos anos serão fundamentais para o estudo da hipótese de que o padrão de financiamento de projetos no setor elétrico vem sendo modificado.

## **2.2 Formas de financiamento: o *corporate finance* e o *project finance***

No atual estágio nacional de desenvolvimento do mercado financeiro e de capitais, há disponíveis diversos instrumentos para o financiamento de projetos. Contudo, no âmbito do setor elétrico, se destacam os mecanismos *corporate finance* e *project finance*, que serão abordados nas subseções a seguir.

### *2.2.1 Corporate finance*

O *corporate finance* é uma modalidade de financiamento tradicional, que tem como uma de suas principais características a concessão de crédito da entidade financeira para a empresa, sem que esteja atrelado a um projeto específico. O crédito é concedido de acordo com a avaliação da capacidade financeira da empresa de modo geral, isto é, considerando seus ativos, passivos e patrimônio. O pagamento do serviço da dívida está associado, portanto, à capacidade de geração de caixa da companhia como um todo e não ao fluxo de caixa de um projeto específico, como ocorre no *project finance*.

Assim, no *corporate finance*, a concessão de crédito por parte da entidade financiadora irá depender da análise de crédito da empresa tomadora. Os mecanismos de *rating* corporativo procuram sinalizar a qualidade do crédito e, desta forma, o risco do credor nesta modalidade é diversificado, já que os empréstimos não estão vinculados a um ativo específico, mas sim a todo o conjunto de ativos da companhia.

Pelo lado dos acionistas, a modalidade *corporate finance* permite uma maior flexibilidade, já que os recursos levantados na operação podem ser utilizados de acordo com os objetivos da empresa e com as decisões da sua área financeira e estratégica, sem qualquer interferência dos credores (OLIVEIRA, 2019).

### *2.2.2 Project finance*

O *project finance*, segundo definição de Finnerty (1999), é um instrumento de captação de recursos voltado ao financiamento de um projeto específico de investimento que pode ser economicamente se-

parável. Nesta modalidade, o pagamento do serviço da dívida tem como fonte primária de recursos o fluxo de caixa do próprio projeto, assim como o retorno sobre o capital investido. Ainda de acordo com o autor, a estruturação de um financiamento na modalidade *project finance* exige um arranjo que permita que os riscos e os retornos sejam alocados da forma adequada e diversa entre os agentes.

A estruturação de um financiamento nesta modalidade ocorre através da criação de uma SPE, que constitui uma entidade de personalidade jurídica distinta. Desta forma, o fluxo de caixa, o ativo, o passivo e o patrimônio da SPE são segregados da empresa patrocinadora (*sponsor*).

Diferentemente do que ocorre na modalidade *corporate finance*, no *project finance*, o pagamento das dívidas não depende da capacidade financeira dos seus acionistas controladores, mas sim da capacidade do projeto de gerar um fluxo de caixa suficiente para honrar o serviço da dívida e para garantir a remuneração do capital investido.

A modalidade de *project finance* vem sendo amplamente utilizada no SEB, sobretudo nos segmentos de geração e transmissão, consistindo no instrumento utilizado pelo BNDES para parametrizar o quanto de crédito é alocado em cada projeto. Este instrumento de financiamento impõe uma disciplina econômico-financeira, pois todo recurso complementar ao financiamento necessário para executar o projeto somente pode ter como origem o *equity* dos acionistas. Dívidas adicionais não previamente acordadas são vetadas, à medida que o índice de cobertura do serviço das dívidas tenha atingido o seu limite (usualmente acima de 1,2).

A maior difusão desta metodologia de concessão de crédito no SEB remete às reformas institucionais do setor iniciadas em meados da década de 1990, abrindo espaço para os agentes investidores privados. O instrumento ganhou mais força com o modelo setorial implementado em 2004, baseado nos leilões de geração e transmissão, que resultam na assinatura de contratos de longo prazo utilizados para compor as garantias do financiamento junto ao BNDES.

A predominância da incidência de operações deste tipo no SEB se explica pelo perfil dos investimentos realizados nos segmentos de geração e transmissão marcados pela intensidade de capital, pelo longo prazo de maturação dos investimentos e pela previsibilidade do fluxo de caixa dos projetos, proporcionada pelos contratos de longa duração.

### **3. PADRÕES DE FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

#### **3.1 O modelo do setor elétrico e atuação estatal**

Desde meados do Século XX, o crescimento econômico baseado na industrialização associado ao processo de urbanização do país e à mudança no padrão de consumo de sua população aumentou, de forma expressiva, a demanda por energia elétrica no Brasil. Neste sentido, observou-se uma forte atuação de empresas públicas, com o objetivo de expandir a oferta de energia elétrica, de modo a garantir o atendimento às necessidades energéticas do país.

Essa atuação estatal justifica-se pelo diagnóstico realizado à época de que somente por meio das empresas públicas seria possível financiar o investimento nos setores de infraestrutura, seja por meio de recursos públicos, seja através da captação de financiamento externo. Desta forma, coube às empresas estatais federais, estaduais e municipais o papel de planejar, expandir e produzir energia elétrica, suportando os processos de industrialização e urbanização pelos quais o país passava (CASTRO; ROSENTAL, 2016). Tais empresas assumiram um papel preponderante e centralizador nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Além disso, as questões regulatórias do setor também eram de atribuição do Estado, a partir de 1934. As atividades envolvendo os segmentos de geração e transmissão cabiam ao governo federal, enquanto o segmento de distribuição era majoritariamente de responsabilidade dos governos estaduais (TOLMASQUIM, 2012).

#### **3.2. A reforma do setor na década de 1990**

A década de 1980 trouxe novos elementos que implicaram em grandes mudanças no paradigma vigente de mercado caracterizado pela atuação de empresas públicas nos setores de infraestrutura. As crises financeira e econômica que se instalaram no país após o *default* da dívida externa do México em 1982 iniciou um processo de esgotamento do modelo de investimento do SEB baseado no Estado, criando a necessidade do estabelecimento de um novo modelo de financiamento para os segmentos de infraestrutura (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

No Brasil, na década de 1990, assim como na maior parte dos demais países em desenvolvimento, prevaleceu o modelo marcado pela abertura dos setores de infraestrutura ao investimento privado. No caso do SEB, promoveu-se a retirada da Eletrobras das atividades de planejamento, operação e expansão da capacidade produtiva do se-

tor associada a um intenso processo de privatização dos ativos, iniciando-se com o segmento de distribuição.

Uma particularidade deste modelo no caso brasileiro foi a priorização, por parte dos agentes privados, da compra de ativos em detrimento da expansão da capacidade de geração. Somado a este cenário de perda da capacidade de planejamento, com a redução dos investimentos, o país atravessou um período de hidrologias desfavoráveis, o que culminou com a grave crise do racionamento de energia iniciada no ano de 2001 (CASTRO; ROSENAL, 2016).

A combinação da perda do planejamento, da falta de investimentos na expansão da oferta de energia e da escassez hídrica levou à maior crise energética já vivenciada no país e, conseqüentemente, à necessidade de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. Assim, após a crise do racionamento de energia, procurou-se, em 2003, promover aperfeiçoamentos no arcabouço institucional e regulatório do setor, através de iniciativas como, por exemplo, a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e, ainda, a obrigação de que as distribuidoras adquirissem energia por meio de leilões e contratos de compra e venda de energia de longo prazo.

As mudanças introduzidas tinham como objetivo central enfrentar os dois principais problemas verificados, através da retomada da capacidade de planejamento e do incentivo aos investimentos em geração e transmissão. No que diz respeito a este último, foram criadas condições para que os financiamentos de longo prazo de novos projetos de geração e transmissão viessem a ocorrer em larga escala, mediante a estruturação na modelagem do *project finance*.

### 3.3. O novo modelo do setor elétrico

A crise do modelo que prevaleceu até 2001, tendo como marco de ruptura o apagão de 2001, levou a um redesenho do setor elétrico, com profundas implicações para a atuação dos agentes econômicos privados, dentre os quais não apenas as empresas nacionais, como, inclusive, *players* internacionais que já atuavam no SEB, via aquisições no processo de privatização. De acordo com Castro e Rosental (2016), o novo modelo estabelecido em 2004 representa uma evolução em relação ao anterior, na medida em que prioriza o investimento em novos ativos de geração e transmissão em detrimento das privatizações, objetivo central até 2001. Observa-se que o novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi constituído com base em três princípios básicos: a garantia do suprimento, a modicidade tarifária e a universalização do acesso à energia elétrica.

No âmbito do padrão de financiamento, no modelo implementado em 2004, teve destaque a adoção de leilões para expansão da oferta de energia elétrica, com base na metodologia firmada nos primeiros leilões de linhas de transmissão do ano 2000. Outro elemento importante, que também se constituiu como um dos pilares do modelo, é a reincorporação do planejamento como instrumento da política energética, através da criação da EPE, em 2004.

Assim, com base na sistematização, pelo MME, pela EPE e pela ANEEL, das estimativas de demanda formuladas pelas distribuidoras de energia para um horizonte de três e cinco anos, são publicados editais para os leilões de energia com a definição de parâmetros, como o preço-teto em MW. Na outra ponta, os projetos de geração se inscrevem nos leilões e competem entre si, vencendo aquele que ofertar o menor valor em relação ao preço-teto definido pelos editais.

Em seguida, os geradores vencedores dos leilões assinam contratos de longo prazo com as distribuidoras para o atendimento da demanda de energia por elas declaradas. Estes contratos são dados como garantia, na modelagem *project finance*, para a obtenção de financiamento junto ao BNDES, a uma taxa de juros indexada à TJLP<sup>1</sup>.

No caso dos leilões de transmissão, a lógica é a mesma: lotes são definidos pelas autoridades do setor e vence o participante que aceitar receber a menor RAP<sup>2</sup>. Os contratos estabelecidos também são utilizados para obtenção de financiamento junto ao BNDES.

Siffert et al. (2009) atribuem aos modelos institucional, financeiro e jurídico estabelecidos a partir de 2004 as condições e os fundamentos que propiciaram e garantiram a expansão da capacidade de geração de energia elétrica e da rede nacional de linhas de transmissão. A significativa ampliação da capacidade instalada foi possível, em grande parte, pela diluição dos riscos de implantação e de operação dos projetos entre os agentes envolvidos, o que se reflete na diminuição dos riscos de crédito. Ainda de acordo com os autores, o BNDES, por meio de mecanismos de *project finance*, desempenha um papel fundamental como fornecedor de recursos de longo prazo, caracterizando-se como um provedor de *funding* crucial para o Setor Elétrico Brasileiro.

---

1 A TJLP, instituída pela Medida Provisória nº 684/1994, é definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. A TJLP, contudo, foi substituída pela TLP em contratos de financiamento firmados a partir de 1º de janeiro de 2018.

2 A RAP é a receita anual a qual as transmissoras têm direito pela prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

## 4. INVESTIMENTOS E PADRÃO DE FINANCIAMENTO: DE 2015 A 2020

### 4.1 Caracterização da amostra

Neste processo de expansão e financiamento das unidades geradoras e das linhas de transmissão, foi possível constatar que, a partir de 2015, ocorreram alterações macroeconômicas que configuraram mudanças no padrão de financiamento do SEB no período recente (de 2015 a 2020). Nesta perspectiva, foi realizada uma análise à nível de grupos econômicos, considerando o endividamento e os mecanismos de financiamento dos projetos. Procurou-se, primeiramente, avaliar indicadores de capacidade de pagamento e estrutura de capital, através de duas métricas:

- i. Dívida Líquida/EBTIDA; e
- ii. Patrimônio Líquido/Ativo Total.

Em seguida, procurou-se observar outras características relevantes do financiamento, tais como:

- i. Instrumentos utilizados (empréstimo bancário, mercado de capitais, banco de desenvolvimento);
- ii. Prazos médios de endividamento;
- iii. Origem interna ou externa do *funding*; e
- iv. Estruturação com base corporativa ou *project finance*.

Há o entendimento de que, através das mudanças nos indicadores, nos instrumentos e no plano dos projetos ou dos seus grupos controladores, pode-se extrair as tendências quanto às possíveis alterações no padrão de financiamento.

Uma amostra selecionada de seis grupos econômicos representativos do Setor Elétrico Brasileiro foi constituída com a seguinte configuração:

- i. Três grupos com atuação relevante no segmento de distribuição de energia elétrica, sendo eles a CPFL, a Energisa e a Neoenergia;
- ii. Dois grupos com forte concentração no segmento de geração de energia, quais sejam, a AES Tietê e a Engie; e
- iii. Um grupo com atuação exclusiva no segmento de transmissão de energia, a TAESA.

A amostra selecionada teve por base, exclusivamente, grupos de capital aberto com ações negociadas na bolsa de valores. Estes grupos econômicos apresentam maturidade em termos de governança,

balanços auditados e relatórios anuais, bem como regularidade e transparência nas informações de fontes públicas que foram utilizadas neste trabalho.

Na Tabela 1, elaborada a partir de dados públicos, são apresentados, para o ano de 2020, os dados consolidados dos grupos econômicos selecionados, seja quanto ao seu tamanho e expressividade no SEB, seja pela dimensão do mercado atendido, capacidade de geração, receitas líquidas e montante de ativos sob gestão.

Tabela 1 - Representatividade de tamanho da amostra selecionada (2020)

<b>Indicador</b>	<b>Unidade</b>	<b>2020</b>
Número de distribuidoras		24
Número de consumidores	Milhões	33,1
Capacidade de geração	MW	27.889
Receita líquida	R\$ bilhões	91,7
Ativos totais	R\$ bilhões	982,5

Muito embora a amostra seja reduzida em termos do número de grupos analisados, ela representa, por outro lado, valores expressivos referentes às receitas ou mesmo à capacidade produtiva, no âmbito do SEB. Por exemplo, os grupos selecionados representam 15% do parque gerador nacional e 19,8% das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional.

Naturalmente, cabe a ressalva de que as evidências observadas quanto ao padrão de financiamento destes grupos não necessariamente se aplicam a todos os agentes do SEB, sem as devidas ponderações. Todavia, a despeito de não ser uma amostra que tenha a abrangência de todo o setor elétrico ou da maioria de suas empresas, acredita-se que seja possível a realização de inferências que apontem em que direção as alterações e os aprimoramento do padrão de financiamento do SEB deva seguir.

#### **4.2 Comportamento dos investimentos**

A análise do padrão de financiamento dos grupos econômicos que compõem a amostra analisada parte do levantamento e da sistematização de informações dos seus respectivos Relatórios Anuais, com foco nas variáveis de investimento para o período de 2015 a 2020.

O segmento de linhas de transmissão apresentou, no período

mencionado, oportunidades de investimento de lotes colocados nos leilões da ordem de R\$ 59 bilhões em *Capital Expenditure*<sup>1</sup>, segundo estimativas dos investimentos previstos pela ANEEL. Destaca-se que os grupos da amostra se sagraram vencedores de projetos que representaram 1/3 do investimento total em linhas de transmissão no período. Deste modo, verifica-se que, para projetos de maior intensidade de capital, como no caso das linhas de transmissão, estes grupos são *players* estratégicos do SEB e se mostraram bastante atuantes.

Por outro lado, neste período, não se observa a mesma expressividade por parte dos grupos da amostra no total dos investimentos nos projetos de geração submetidos nos leilões de energia nova para atender ao mercado cativo das distribuidoras. Os investimentos estimados somaram R\$ 72 bilhões, incluindo diferentes fontes de energia, como térmica, solar, eólica e, em menor escala, hídrica (PCHs). Neste sentido, a atuação dos seis grupos respondeu por menos de 5% do total dos projetos leiloados.

No segmento de geração, duas ponderações podem ser levantadas a respeito da atuação dos grupos da amostra. A primeira delas refere-se ao fato de que, nos leilões do período, não foram incluídas usinas hidrelétricas de grande porte, caracterizadas por serem ativos com maior intensidade de capital, verificando-se uma maior pulverização dos agentes empreendedores. Deste modo, as barreiras à entrada no segmento de geração mostraram-se reduzidas, permitindo que diferentes agentes, como construtoras, fundos de investimentos ou, ainda, *players* internacionais do setor elétrico, a exemplo da ENEL, passassem a ter um papel ativo nos leilões ocorridos no período.

Como segunda ponderação, ressalta-se que os dados obtidos indicam que os seis grupos da amostra realizaram investimentos significativos no segmento de energia eólica, totalizando valores acima de R\$ 10 bilhões. Todavia, parte destes investimentos ocorreu fora dos leilões, por meio de operações *brownfield*, a exemplo das aquisições realizadas pela AES Tietê dos *clusters* eólicos de Alto Sertão (386 MW), Ventus (187 MW) e Santos (158 MW), transação acima de R\$ 1,5 bilhão. Além disso, outra tendência que deve ganhar mais consistência foram os investimentos em projetos *greenfield* de parques eólicos direcionados para atender o mercado livre.

A partir da análise realizada, constata-se que, no ano de 2020, os seis grupos investiram um total de R\$ 18,8 bilhões, assim divididos:

- i. A maior parte dos investimentos (R\$ 7,9 bilhões ou 42%) foi destinada ao segmento de distribuição de energia;

---

<sup>1</sup> *Capital Expenditure* é representado, em português, pela sigla CAPEX, referente às despesas de capital ou investimento em bens de capital.

- ii. O setor de transmissão, responsável por R\$ 6,6 bilhões de CAPEX no ano, foi a segunda maior área de concentração de investimentos, alcançando 35% do total;
- iii. Os investimentos em energia eólica (R\$ 3,8 bilhões) responderam por 20% do total investido; e
- iv. Investimentos em energia solar fotovoltaica também foram observados, embora em menor escala.

Na amostra selecionada, os três grupos que possuem concessionárias no segmento de distribuição de energia realizaram investimentos direcionados à modernização e à ampliação da rede elétrica e de subestações. Estes investimentos possuem a finalidade de atender o mercado de consumidores cativos de acordo com os critérios de qualidade estabelecidos pela ANEEL, como, por exemplo, os indicadores DEC e FEC, ampliando, também, a base de ativos remunerados destas concessionárias. Estas inversões são fundamentais para que as concessionárias não sejam penalizadas nos reajustes anuais e nas revisões tarifárias. Nota-se que os financiamentos para estas atividades ocorrem com base no financiamento corporativo, mediante a utilização de dois mecanismos, o endividamento bancário interno e externo e as emissões de debêntures.

Para além do segmento de distribuição de energia, no levantamento dos investimentos realizados no período analisado, considerou-se o seu montante anual e a área à qual foram direcionados, sendo esta metodologia um importante sinalizador da estratégia de expansão desses grupos. Ademais, os investimentos foram diferenciados se sua origem teve por base os leilões de geração ou transmissão ou, no caso da geração, as transações bilaterais no mercado livre de energia.

Com relação aos investimentos decorrentes dos leilões de geração ou transmissão, a Tabela 2 quantifica a participação do montante de investimentos associados aos lances vitoriosos, observando-se que a execução do CAPEX ocorre nos anos seguintes. A Tabela 2 retrata, também, a soma dos investimentos destes grupos no período analisado, independentemente de serem ou não provenientes dos leilões. As diferenças entre estes indicadores são explicadas em razão dos investimentos totais incluírem parques de geração eólica dedicados a atender o mercado livre.

Tabela 2 - Investimentos da amostra selecionada (de 2015 a 2020)\*

Indicador	Unidade	Período 2015- 2020
Participação dos investimentos da amostra nos leilões de transmissão	%	33
Participação dos investimentos da amostra nos leilões de geração	%	4
Investimento em distribuição	R\$ bilhões	39,25
Investimento em linhas de transmissão	R\$ bilhões	18,58
Investimento em geração	R\$ bilhões	26,48
Outros investimentos	R\$ bilhões	6,20
Investimento total**	R\$ bilhões	90,32

(\*) Em alguns grupos da amostra, os investimentos anuais não são apresentados nos Relatórios Anuais desagregados por segmento. Neste caso, foi estimado a distribuição dos investimentos entre os segmentos de linhas de transmissão, geração e outros investimentos.

(\*\*) O valor do investimento total considerado na demonstração financeira dos grupos econômicos engloba, em alguns casos, a aquisição de participações societárias, além de outros investimentos não especificados.

Fonte: Relatórios Anuais e de Demonstrações Financeiras dos grupos da amostra, no período 2015/2020, disponíveis nos seus respectivos sites na web.

Em termos de ciclo de investimentos, verificou-se que, para boa parte da amostra, nos anos iniciais do período analisado (2015 e 2016), houve a conclusão de projetos de geração hídrica e de linhas de transmissão. Estas decisões de investimentos, oriundos do sucesso em leilões, deram-se nos anos iniciais da década passada, ou seja, entre 2010 e 2015. Investimentos significativos foram finalizados, a exemplo da UHE Belo Monte e da UHE Teles Pires, nos quais grupos da amostra detêm participação societária. Estes projetos, na fase analisada, concluíram o ciclo de investimentos, mas ainda demandaram *funding* dos seus acionistas, elevando os indicadores de endividamento. Após estes aportes de capital, sucedeu-se, em alguns grupos, um curto período de busca por desalavancagem.

No período mais recente, entre 2019 e 2020, identifica-se a retomada dos investimentos, com ênfase nos segmentos de linhas de transmissão e de energias renováveis (eólica e solar). Inicia-se, assim, nos últimos dois anos, um novo ciclo de investimentos. O Gráfico 1, elaborado com base nos Relatórios de Atividades de 2015 a 2020, apresenta os investimentos totais realizados pelos grupos econômicos no período de 2015 a 2020, no qual é possível perceber a retoma dos investimentos nos últimos dois anos.

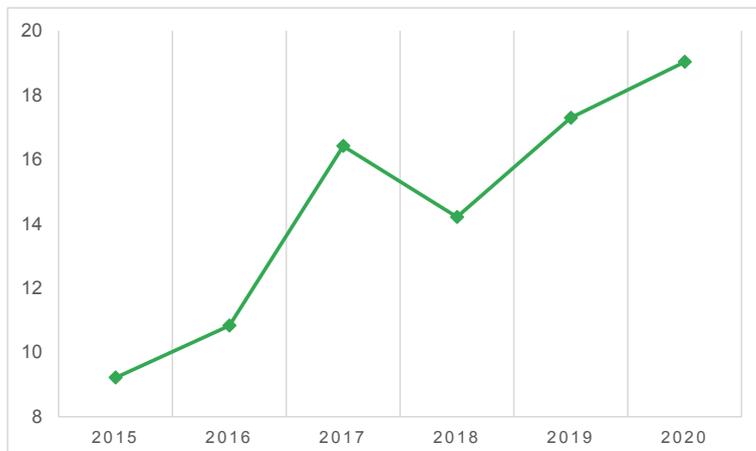


Gráfico 1 - Investimentos totais por ano dos grupos econômicos da amostra (de 2015 a 2020) (em bilhões de reais)

Todos os grupos da amostra, com exceção da AES Tietê, passaram a encarar o segmento de linhas de transmissão como sendo a fronteira de expansão dos seus ativos no setor elétrico. Esta estratégia de investimento deve-se às características de as linhas de transmissão serem empreendimentos de baixo risco de execução e operação, especialmente após 2017, quando cláusulas dos editais foram alteradas, com destaque para o aumento do prazo de execução. Assim, os riscos da construção, a qual, em alguns casos, chegava a seis anos, e relacionados à obtenção do licenciamento ambiental foram reduzidos. Neste sentido, dadas as melhorias na modelagem nos leilões, foram mitigados os riscos de atraso na implantação dos empreendimentos, abrindo, por outro lado, a possibilidade de estratégias que consideram a antecipação da entrada em operação das linhas de transmissão.

Outro segmento que merece destaque é o de energias renováveis. Os investimentos em parques eólicos mostraram-se expressivos, proporcionando uma competitividade crescente desta fonte de energia, particularmente no período analisado (2015/2020). Observa-se uma regionalização da geração eólica na Região Nordeste, com a formação de diversos *clusters* de produção, notadamente em localidades no semiárido.

No que diz respeito à energia solar, embora não sejam significativos os montantes alocados, alguns grupos, a exemplo da AES Tietê, formularam estratégias agressivas de expansão no segmento. Observaram-se, também, aquisições de usinas solares implantadas por outros empreendedores, além de iniciativas de projetos *greenfield*.

Trata-se de uma estratégia para firmar a AES como um grupo de fontes renováveis, buscando se posicionar, com protagonismo, no processo de transição energética.

Nos grupos da amostra, oportunidades envolvendo renováveis no mercado livre de energia (ACL) têm impulsionado novos investimentos em energia eólica e solar centralizada. Na geração distribuída, foram verificadas, nas concessionárias de distribuição da amostra, iniciativas buscando maior protagonismo no segmento. Neste sentido, nota-se que alguns grupos chegam a ofertar alternativas de fornecimento de energia solar para consumidores cativos. Estes grupos buscam fidelizar sua base de clientes, independentemente se o fornecimento é atendido pela distribuidora (mercado cativo) ou por uma comercializadora do grupo (mercado livre), aproveitando-se das externalidades e simetrias da informação que o monopólio natural oferece.

### 4.3 Evolução do endividamento

Com relação à evolução do endividamento dos grupos no período de 2015 a 2020, buscou-se avaliar, para cada grupo, o comportamento anual de indicadores associados à:

- i. Capacidade de pagamento: dívida líquida/EBITDA; e
- ii. Estrutura de capital representada pelo grau de capitalização ou alavancagem: PL/AT.

Os grupos que mantiveram uma relação dívida líquida/EBITDA acima de três vezes foram classificados com elevado nível de endividamento. Quanto à estrutura de capital, um grau de alavancagem acima de 80% foi considerado alto. Outras variáveis associadas ao endividamento também foram observadas, destacando-se os seguintes questionamentos:

- i. Qual fonte de financiamento ganhou importância relativa no período analisado?
- ii. Qual fonte diminuiu de importância relativa?
- iii. A holding foi utilizada como instrumento de captação de dívidas?
- iv. Os grupos da amostra mantêm operações de financiamento significativas com instituições públicas de fomento (BNDES, BNB ou BASA)?
- v. Foi identificada a utilização de *project finance* no período, em especial entre partes privadas?
- vi. Foi verificada a emissão de debêntures a nível dos projetos?

vii. As emissões de debêntures ocorreram com base na Instrução CVM nº 476/2009 (privadas) ou na Instrução CVM nº 400/2003 (públicas)?

A Tabela 3, abaixo, apresenta os principais indicadores relativos ao endividamento dos grupos analisados.

Tabela 3 - Endividamento da amostra selecionada: 2015 a 2020

<b>Indicador</b>	<b>Unidade</b>	<b>2015*</b>	<b>2020</b>
Dívida financeira total	R\$ bilhões	41,46	92,66
% de dívida em moeda nacional (média)	%	44,32	33,77
% de dívida em debentures (média)	%	19,75	38,12
% de dívida em moeda estrangeira (média)	%	36,43	28,53
Maior indicador dívida líquida/EBTIDA		3,8	
Menor indicador dívida líquida/EBITDA		0,3	

(\*) Para o ano de 2015, dois grupos econômicos não apresentavam, em suas demonstrações financeiras, os dados específicos de participação da dívida em moeda nacional e estrangeira.

O crescimento consolidado das dívidas bancárias (empréstimos com bancos comerciais nacionais, bancos internacionais e bancos de fomento) e junto ao mercado de capitais (debêntures no mercado local e *bonds* no mercado externo), ou seja, a dívida financeira total, evoluiu de R\$ 41,4 bilhões, em 2015, para R\$ 92,6 bilhões, em 2020.

Entretanto, este indicador, por si só, não ilumina aspectos referentes à manutenção de um quadro de solvência, devendo-se observar o comportamento da capacidade de pagamento, representada pela relação dívida líquida/EBTIDA. Neste caso, verifica-se um comportamento heterogêneo na amostra selecionada. Três grupos mantiveram, ao longo do período, uma relação próxima ou acima de três vezes, ou seja, um nível elevado de endividamento. O patamar de investimentos destes grupos, a despeito de uma pequena redução no biênio 2017/2018, voltou a se elevar no período recente (2019/2020), em função dos novos investimentos em linhas de transmissão, conforme foi destacado no Gráfico 1.

Os grupos que permaneceram investindo, sobretudo em linhas de transmissão, procuraram se valer das oportunidades existentes para ampliar sua base de ativos e, conseqüentemente, os recebíveis associados às respectivas RAP. Estes grupos objetivaram, também, manter ativas suas equipes de análise, engenharia e implantação de

projetos, concentrando suas atividades no segmento de linhas de transmissão.

Outros dois grupos apresentaram uma alavancagem menor, abaixo da relação de duas vezes, tendo, no período mais recente, ampliado o montante de dívidas em função da aquisição de projetos eólicos em operação (*brownfield*), bem como de novos projetos *greenfield* neste segmento de geração renovável.

Outra característica observada no período é a manutenção em patamares elevados das captações de dívida externa, com base na Lei nº 4.131/1962, embora estas operações sejam associadas a instrumentos de *hedge* cambial. Estas operações, em sua grande maioria, são de endividamento bancário externo, não representando emissão de *bonds*. Um *swap* destas dívidas é realizado para indexadores locais, como o CDI, de tal modo que o custo final destes financiamentos representa um prêmio em relação a uma remuneração 100% em CDI. Todavia, podem ser observados casos pontuais de emissão de *bonds*, inclusive *Green Bonds*<sup>1</sup>.

Uma característica marcante do canal de financiamento externo são os prazos das dívidas relativamente curtos, variando de dois a quatro anos. A participação relativamente elevada destas dívidas no total do endividamento implicou, no conjunto da amostra, uma redução do prazo médio de endividamento, o qual, em alguns grupos, se tornou inferior a cinco anos.

Como exemplo de captações externas, observa-se que, no ano de 2020, um grupo apenas realizou uma captação de R\$ 2,8 bilhões, elevando as dívidas externas a 20% do total do endividamento. Por sua vez, outro grupo apresentava, em 2020, cerca de 40% do seu endividamento junto a bancos comerciais internacionais, sendo a sua principal fonte de *funding*.

Entretanto, os grupos da amostra ampliaram o seu endividamento sobretudo com o instrumento das debêntures, emitidas e colocadas no mercado interno. Neste sentido, o montante das dívidas em debêntures, por parte dos grupos analisados, alcançou R\$ 35,3 bilhões, em 2020. Destaca-se que este valor representa 42% do valor total das emissões de debêntures incentivadas no SEB realizadas no período de 2012 a 2020. A maioria das emissões de debêntures ocorreu no âmbito da Instrução CVM nº 476/2009 ou seja, uma colocação privada com até 50 subscritores. As operações da Instrução CVM nº 400/2003, relativas às emissões públicas, ocorreram em todos os grupos da amostra, embora o montante captado tenha sido bem menor.

Uma característica relevante das emissões das debêntures é que a maioria foi estruturada como emissões corporativas e, em geral,

---

<sup>1</sup> *Green Bonds*, ou títulos verdes, são títulos de renda fixa utilizados na captação de recursos para financiar exclusivamente projetos sustentáveis.

nas *holdings* controladoras. Assim, não se verifica, nas garantias destas debêntures, uma correlação com a geração de caixa dos projetos.

Observa-se que o fluxo de pagamentos das debêntures está associado à capacidade de pagamento de cada grupo econômico em particular, sendo, em dois casos da amostra, necessárias emissões para rolagem dos vencimentos anuais. Nestes dois grupos, a soma do montante de vencimentos anuais das dívidas com os investimentos anuais implicou em volumes de captação equivalentes ao EBTIDA anual. Há um exemplo em que, mantido o patamar atual de investimentos, o volume que precisa ser captado se torna expressivo, acima de R\$ 4 bilhões/ano.

Quando se associa a redução dos prazos médios do endividamento com o descasamento do fluxo de caixa, os grupos com maior alavancagem passam a depender das condições de liquidez do mercado de capitais para manter elevado o nível de investimentos. Neste sentido, destaca-se que uma mudança abrupta das condições de liquidez pode comprometer seriamente a capacidade de manutenção dos compromissos financeiros ou dos planos de investimento.

Como exemplo da relevância das debêntures, observa-se que um dos grupos da amostra apresentava, em 2020, cerca de 80% do seu endividamento na forma de debêntures, sendo o restante dividido entre bancos comerciais nacionais e endividamento externo. Em outro grupo, a participação das debêntures nas captações mais do que dobra no período entre 2015 e 2020, passando de 28% para 59% do total.

Observa-se, também, no período analisado, uma redução da participação dos bancos comerciais nacionais no financiamento das empresas da amostra. Em determinado grupo, o endividamento junto aos bancos comerciais nacionais foi reduzido de 29% do endividamento total para 1,5%. Em outro grupo, o endividamento junto aos bancos comerciais nacionais no total das dívidas financeiras foi reduzido de 35% para 18%. Para o conjunto da amostra, o endividamento externo manteve a sua relevância ao longo dos anos analisados, ao passo que as debêntures tiveram a sua importância ampliada, se consolidando como uma fonte expressiva de financiamento no período.

O BNDES, por seu turno, manteve sua posição ativa no financiamento de longo prazo em projetos *greenfield*. Os desembolsos do Banco no SEB, de 2015 a 2020, somam R\$ 88,9 bilhões, representando 114% do volume de debêntures incentivadas no mesmo período. Observa-se que a participação do BNDES, enquanto fonte de *funding*, foi distinta para cada grupo, sendo mais expressiva no caso de grupos com os quais o Banco mantém um relacionamento de longo prazo.

Contudo, para o setor elétrico como um todo, o BNDES reduziu sua hegemonia e abrangência de atuação. Mais do que isto, o Banco deixou de irradiar as métricas de disciplina financeira que ema-

nam e estão alinhadas com a técnica do *project finance*, as quais impunha aos *players* uma estrutura de capital mais robusta.

#### 4.4 Financiamento dos investimentos

A análise do padrão de financiamento objetiva verificar como ocorreu o financiamento do CAPEX dos grupos da amostra. Optou-se por segregar os financiamentos relacionados à expansão de capacidade produtiva, uma vez que o padrão de financiamento que se procura examinar é aquele que viabiliza a criação de novos ativos no setor elétrico, em especial nos segmentos de linhas de transmissão e geração de energia (hídrica, eólica, solar e térmica). Os financiamentos que dizem respeito à rolagem de dívidas, embora sejam considerados nos indicadores analisados, não são representativos em termos de expansão de capacidade.

Deste modo, buscou-se utilizar diversas fontes de informação, como os Relatórios Anuais dos grupos da amostra, dados do BNDES disponível na internet, Boletim de Debêntures Incentivadas do Ministério da Economia e, ainda, notícias na mídia, no sentido de identificar os projetos nos segmentos de transmissão e geração de energia que foram executados no período analisado e suas respectivas formas de financiamento.

Do meticuloso exame realizado, constatou-se que uma parcela relevante dos projetos foi implementada com base no financiamento corporativo, ou seja, o risco de crédito estava associado ao desempenho econômico-financeiro dos seus acionistas ou das *holdings* controladoras das suas empresas. Assim, o risco de crédito não era diretamente vinculado ao fluxo de caixa gerado pelas atividades do projeto financiado, como ocorre no caso do *project finance*.

Uma evidência desta característica é o fato de que parte significativa das debêntures colocadas no mercado pelos grupos da amostra foi emitida nas *holdings* controladoras, tendo como finalidade apoiar a implantação de projetos das suas controladas. Muitas destas debêntures fizeram uso do incentivo fiscal associado às debêntures incentivadas de infraestrutura, com base na Lei nº 12.431/2011.

Nota-se que, no período de 2015 a 2020, ocorreram 255 emissões de debêntures incentivadas no setor elétrico, somando R\$ 71,3 bilhões. As debêntures que foram emitidas em estruturas de financiamento do tipo *project finance* são antes a exceção do que a regra. Deste modo, as debêntures não incentivadas ou que não fizeram uso das Portarias MME nºs 245/2017 e 345/2017 foram voltadas à rolagem de dívidas, de tal sorte que, para parte dos grupos da amostra, o volume necessário de captações para fechar o caixa, anualmente, tem se tornado crescente.

Quanto ao papel do BNDES de financiador tradicional do setor elétrico, verificou-se que, no período analisado, a troca da TJLP pela TLP, associada à acentuada queda na taxa de juros no mercado doméstico e internacional, fez com que o Banco perdesse a hegemonia no financiamento de longo prazo. Houve, ao contrário, iniciativas de pagamento antecipado das dívidas junto ao BNDES, de tal maneira que os ativos em garantia aos financiamentos ficassem liberados para ser objeto de re-alavancagem, sem as condições restritivas do BNDES.

A despeito desta perda de atratividade financeira, o BNDES continuou a ter relevância no financiamento a parques eólicos, usinas solares, termoeletricas e linhas de transmissão no período, como pode ser observado na Tabela 4, elaborada a partir de BNDES (2021) e Ministério da Economia (2021). No período analisado, as aprovações de financiamentos por parte do Banco ao SEB chegaram a R\$ 111,8 bilhões, tendo os desembolsos atingindo R\$ 88,9 bilhões. Deste modo, pode-se assinalar que o BNDES continuou sendo a principal fonte de financiamento para a expansão do SEB, em que pese o fato das debêntures incentivadas terem aumentado sua relevância, de modo a atingir um montante de R\$ 71,3 bilhões no período.

Destaca-se que, de 2009 a 2014, as aprovações do BNDES ao setor elétrico somaram R\$ 126,0 bilhões, contra apenas R\$ 5,1 bilhões das debêntures incentivadas, demonstrando que o Banco era, neste período, praticamente o provedor único do *funding* de terceiros para implantação dos projetos do SEB.

Tabela 4 - Apoio do BNDES ao Setor Elétrico Brasileiro e emissões de debêntures incentivadas (2009-2020) (em bilhões de R\$)

Origem dos Recursos	Período 2009/2014	Período 2015/2020
Aprovações BNDES	126,0	111,8
Desembolsos BNDES	101,3	88,9
Debêntures Incentivadas (**)	5,1	71,3

No período recente, de 2019 a 2020, observa-se, com relação aos grupos da amostra, o retorno do BNDES no financiamento às distribuidoras de energia. Dois financiamentos foram concedidos a diferentes concessionárias de distribuição controladas por grupos da amostra, em valores totais da ordem de R\$ 3 bilhões.

A lógica dos agentes econômicos, particularmente daqueles mais endividados, que possuem relações expressivas com diferentes canais de financiamento, é manter também passivos com o BNDES, visando diversificar as fontes de financiamento. É curioso observar que, para alguns grupos, em especial aqueles de controle externo, as relações com o BNDES se mantiveram intensas e com participação expressiva no *funding total*, acima de 30% do volume global de captações. Uma hipótese plausível para explicar esta constatação é que, para estes grupos, em que pese os custos das dívidas terem se elevado em comparação aos custos de mercado, as relações com um banco federal de fomento vão para além das condições financeiras, representando um *stakeholder* institucional capaz de reduzir e mitigar riscos de natureza regulatória.

#### 4.5 Principais mudanças no padrão de financiamento

Para o período analisado, uma primeira e significativa constatação em relação aos investimentos em novos projetos de linhas de transmissão e de parques eólicos parte dos grupos da amostra foi que a estruturação de operações de financiamento na modelagem de *project finance* teve sua participação reduzida. Observa-se que a principal causa deste arrefecimento foi a diminuição do protagonismo do BNDES no financiamento do setor elétrico como um todo. No que se refere aos grupos sob análise, a diminuição da participação do BNDES decorreu, no ciclo de investimentos do período em questão, da sua redução de alavancagem com o Banco, devido às mudanças macroeconômicas examinadas anteriormente, abrindo a possibilidade e a necessidade de outros mecanismos de financiamento, que foram ativados e ganharam participação.

A redução da relevância do mecanismo do *project finance* tem como consequência o processo de desvinculação do perfil de geração de caixa dos projetos com o fluxo de pagamento das dívidas que foram contraídas. Há, por exemplo, emissões de debêntures que fazem uso dos incentivos fiscais, sendo denominadas por debêntures de infraestrutura, que possuem prazos de oito anos, com vencimento *bullet*<sup>1</sup> no último ano.

Neste caso, em que pese a debênture ter como finalidade financiar investimentos, não se verifica, no fluxo de re-pagamentos, uma aderência ao fluxo de caixa dos projetos financiados. É possível observar emissões nas *holdings* que tiveram seus recursos alocados em diferentes projetos. Ademais, as garantias destas debêntures não são aquelas tipicamente utilizadas no *project finance*, como o penhor das ações e a cessão e vinculação de recebíveis. Em muitos casos,

---

<sup>1</sup> Tipo de empréstimo no qual a totalidade do montante da dívida é paga no final do seu período.

verificam-se, até mesmo, debêntures clean, quando não há garantias. Seus prazos médios são relativamente longos, variando de seis a doze anos.

Os grupos que conservaram os investimentos em patamares elevados, sobretudo com a incorporação de projetos de linhas de transmissão no seu portfólio de inversões, optaram por manter alta a relação dívida líquida/EBTIDA. A liquidez apresentada nos mercados doméstico e internacional propiciou um fácil acesso ao crédito para esses grupos, sem a necessidade de se submeterem às amarras da estruturação do financiamento com base no *project finance*.

No entanto, merece ser destacado que, quando se conjugam as variáveis apresentadas em seguida, é criado, para alguns grupos, um cenário de vulnerabilidade financeira em um ambiente de restrição de liquidez:

- i. Redução do prazo médio de financiamento, característica observada em praticamente todos os grupos da amostra;
- ii. Patamares relativamente altos de endividamento;
- iii. Baixo nível de capitalização (relação PL/AT); e
- iv. Descasamento no fluxo de caixa.

Assim, avalia-se que é observado um descasamento entre o crescimento das receitas, com a entrada em operação de novos projetos, e as despesas com o serviço das dívidas (pagamento de principal e juros). Como consequência, novas emissões tornam-se necessárias para rolagem das dívidas que vencem nos próximos três a quatro anos.

Destaca-se que a estruturação dos financiamentos da expansão do setor elétrico com base no *project finance* implica em uma disciplina financeira, de tal modo que eventuais sobre custos ou atrasos na implantação demandam, no momento presente, que os acionistas aportem *equity* no projeto. O fluxo de caixa é cedido em garantia ao re-pagamento das dívidas, dentro de limites de índices de cobertura do serviço das dívidas já pré-estabelecidos.

Deste modo, o projeto – agente tomador dos financiamentos, sob a forma de uma SPE – não comporta carregar mais dívidas, cabendo aos acionistas aportarem recursos. Quando, por outro lado, as dívidas são corporativas, sejam bancárias ou junto ao mercado de capitais, não há a segregação de recebíveis para servi-las.

A manutenção e, em alguns casos, o incremento do endividamento junto a fontes externas durante o período de 2015 a 2020 foi outra característica observada na amostra selecionada. Estas operações são, na sua totalidade, submetidas a *hedge* cambial ou *swap* para outro indexador, notadamente o CDI. Observa-se, na amostra, grupos

em que mais de 60% da dívida ocorre em CDI. Esta fonte de financiamento cresce em um período de baixa acentuada nos juros internacionais, acarretando uma redução do prazo médio de endividamento dos grupos da amostra, para em torno de dois a três anos.

Os empréstimos bancários junto aos bancos comerciais locais também representam uma fonte expressiva de financiamento. Todavia, de um modo geral, se constata um arrefecimento da importância relativa desta fonte de financiamento. Uma suposição, com relativa consistência, é que uma parcela do financiamento bancário tenha migrado para debêntures.

Os bancos comerciais subscreveram parte expressiva das debêntures, seja para operações com seus fundos de investimento, seja para operações de tesouraria ou recolocação junto a fundos de terceiros. O fato de mais de 80% das emissões das debêntures terem ocorrido sob a égide da Instrução CVM nº 476/2009 (colocação privada) é um sinal do papel ativo dos bancos estruturadores na colocação das debêntures junto aos seus pares.

Por fim, mas não menos importante, cabe examinar o papel do BNDES, durante o período de 2015 a 2020, no financiamento a projetos de transmissão e geração de energia, com exemplos de apoio expressivo aos grupos econômicos da amostra. Em 2020, o BNDES financiou um total de R\$ 3,4 bilhões para apenas um grupo da amostra, visando apoiar inversões no segmento de linhas de transmissão.

No mesmo ano, este grupo liquidou antecipadamente um empréstimo de cerca de R\$ 800 milhões, liberando as garantias de um grande projeto hídrico para dispor de um ativo que permitisse uma nova re-alavancagem em valores superiores àquele previamente pago. Com o aumento do custo do *fundings* do BNDES, contudo, elevou-se o custo de oportunidade de manter dívidas com o Banco, mantendo o ativo indisponível para novas re-alavancagens.

As aprovações do BNDES para o setor elétrico, em 2020, somaram R\$ 28,7 bilhões, destacando-se que os níveis de participação do Banco são elevados nas operações estruturadas na modelagem de *project finance*, com um total de 80%.

Na amostra selecionada, os grupos com controle acionário no exterior, com atuação estratégica e global no setor elétrico, mantiveram o BNDES como fonte expressiva de financiamento para projetos de parques eólicos e linhas de transmissão. Trata-se de uma estratégia para manter canais abertos e diversificados entre diferentes fontes de *fundings*. O BNDES também é visto por estes investidores como um importante *stakeholder*, capaz de mitigar riscos de natureza política e regulatória.

Curiosamente, o BNDES, a despeito da nova política adotada de se retirar de financiamentos de atividades maduras, às quais o

mercado de capitais poderia atender, realizou, por outro lado, no biênio 2019 e 2020, financiamentos expressivos (próximo de R\$ 3 bilhões) para distribuidoras de dois grupos da amostra. O segmento de distribuição, cujo financiamento é realizado em bases corporativas, possui um CAPEX menos divisível e de menor vida útil do que os segmentos de geração e transmissão, uma vez que estas distribuidoras possuem amplo acesso ao mercado bancário e de capitais. Assim, a manutenção de operações com BNDES, em especial no segmento de distribuição, é uma forma de não pressionar outros canais de financiamento, dado o cenário de endividamento relativamente elevado de alguns grupos.

Em 2020, foi também expressiva a articulação do BNDES na estruturação de uma operação conjunta com os bancos comerciais, da ordem de R\$ 15 bilhões, destinada a mitigar os efeitos da pandemia da Covid-19 no fluxo de caixa das distribuidoras de energia. Apenas os grupos da amostra captaram mais de R\$ 3 bilhões, demonstrando, mais uma vez, o papel estratégico do Banco como um importante instrumento de financiamento do SEB.

Sob o ponto de vista do BNDES, manter operações expressivas no segmento de geração renovável e distribuição de energia elétrica é uma maneira de reduzir a velocidade com que diminui sua carteira de ativos de crédito junto ao setor elétrico.

Em um cenário no qual pré-pagamentos estão ocorrendo, com farta liquidez em outros canais de financiamento, como os empréstimos externos (Lei nº 4.131/1962) e as emissões de debêntures, o BNDES buscou, com êxito, manter ativas suas operações. Destaca-se que o risco de crédito do SEB, a despeito das turbulências, tem se demonstrado favorável ao longo dos últimos anos.

Nestes termos, pode-se afirmar que a manutenção do BNDES como agente e instrumento ativo no financiamento da expansão do setor elétrico pode se tornar imprescindível e extremamente necessário para garantir as bases do modelo do SEB. Destaca-se que os volumes de *funding* serão ainda maiores com a inserção, em um futuro próximo, do Brasil na transição energética enquanto exportador de energia renovável com a criação do mercado mundial de hidrogênio.

## 5. PERSPECTIVAS FUTURAS

Quatro dos seis grupos selecionados são originários e atuam de forma expressiva nos mercados externos (Europa, EUA e China), de modo que os ativos no Brasil se inserem no contexto de um portfólio globalizado. Estes grupos são *players* estratégicos no setor elétrico mundial, a exemplo da Engie, da Iberdrola, da AES e da State Grid. Nota-se que o direcionamento estratégico associado à transição ener-

gética posiciona as energias renováveis como carro-chefe da expansão do setor, fazendo com que os investimentos em geração sejam pautados e determinados por esta dimensão.

O interesse pelas energias eólica e solar é comum a todos os grupos com atividades no segmento de geração, o que impulsiona sobremaneira as inversões nestas atividades. A competitividade da matriz elétrica brasileira no que diz respeito às fontes eólica e solar torna o portfólio de geração de energias renováveis extremamente atrativo.

Além disso, a possibilidade de utilizar, no futuro, a *expertise* local na produção de energia renovável é uma vantagem competitiva que poderá ser ainda mais valorada a partir do momento em que se tornar viável a sua exportação, por meio, por exemplo, do hidrogênio verde. Todavia, mesmo não se verificando indicativos nos Relatórios Anuais dos grupos que explicita esta estratégia, no âmbito mundial, o hidrogênio está definido como o recurso através do qual as metas de descarbonização serão possíveis de serem atingidas até 2050.

Por outro lado, o renovado interesse por parques eólicos e solares, para além da demanda decorrente dos leilões do mercado cativo nacional, é um indicador de que o portfólio de ativos em geração renovável se configura como um forte direcionamento de todos os grupos da amostra, exceto para um deles, que atua exclusivamente no segmento de transmissão.

Há experiências, no âmbito da amostra, de aquisições de usinas solares já em estágio operacional, buscando acelerar a inserção do grupo neste segmento de geração. Verifica-se, também, que a demanda colocada no mercado livre, por consumidores do setor industrial e de serviço que buscam atingir metas de descarbonização das suas atividades produtivas, tem impulsionado decisões de investimento em energias renováveis. A modalidade é bem direta e objetiva, firmada através de contratos bilaterais com fontes renováveis de energia.

Nesta direção, destacam-se os exemplos de estruturação de operações com emissões de debêntures destinadas à implantação de usinas solares mediante o uso da técnica do *project finance*, envolvendo apenas partes privadas, via contratos bilaterais. Estes investimentos são da ordem de R\$ 300 milhões, sendo que alguns projetos comercializam energia no mercado livre através de PPA com um bom risco de crédito, o que favorece a constituição de garantias e sua estruturação na modelagem de *project finance*. Este tipo de investimento deve crescer em paralelo à perda contínua da participação do mercado cativo, em função do crescimento da micro e minigeração distribuída e da evolução do marco legal a favor do mercado livre.

Em relação aos grupos com concessionárias de distribuição de energia, observa-se, na amostra, mais de uma iniciativa nas quais se posicionam para estabelecer um protagonismo na oferta de GD. Neste

sentido, uma empresa do grupo oferece aos consumidores da distribuidora a possibilidade de executar o projeto de geração de energia solar, com a instalação de painéis fotovoltaicos.

Outro exemplo neste sentido é o oferecimento, a consumidores de maior porte, da possibilidade de arrendamento ou aquisição de cotas de GD em um condomínio de geração solar. Curiosamente, a oferta deste serviço pode ocorrer inclusive para consumidores que estão estabelecidos em áreas de concessão de distribuidoras de outros grupos, indicando um processo crescente de competição pelos novos produtos que a transição energética está criando.

Neste contexto competitivo, surgem oportunidades para as comercializadoras concorrerem com as distribuidoras incumbentes, oferecendo aos consumidores de maior porte a possibilidade de terem seu suprimento de energia atendido por *players* que atuam no mercado livre.

Em outro âmbito, nota-se que grupos da amostra procuram manter um perfil de geração renovável de energia, resistindo às tentativas hostis de concorrentes. Observam-se, também, movimentos visando abrir fronteiras em energia solar, seja por meio da aquisição de projetos *brownfield*, seja pela execução de projetos *greenfield* neste segmento através da utilização da técnica de *project finance* somente com partes privadas, sem o apoio de instituições públicas de fomento.

Na amostra selecionada, os ativos em geração que fazem uso de combustíveis fósseis foram colocados à venda, movimento determinado pela estratégia mundial dos grupos em busca de um portfólio 100% renovável. Neste sentido, verificou-se que os grupos da amostra passaram a almejar serem *players* de geração exclusivamente renovável.

A partir das análises realizadas, o presente estudo avalia que o padrão de financiamento das plantas solares tende a ser distinto dos demais segmentos, considerando, entre outros, os seguintes fatores:

- i. Seus ativos são menos intensivos em capital;
- ii. Os projetos podem ser modulares, apresentando maior divisibilidade do que uma usina hidrelétrica;
- iii. As plantas podem ser construídas com base em contratos bilaterais; e
- iv. Estes projetos apresentam elevada liquidez.

Desta forma, as barreiras à entrada associadas ao montante de capital necessário para implantar plantas solares são mais reduzidas. Há exemplos, fora da amostra, de implementação de plantas solares nos quais os acionistas são fundos do investimento e se valem de instrumentos como o *project finance* entre partes privadas, para

levantar a *funding* necessário à execução dos investimentos.

Nestas estruturas, é fundamental que sejam estabelecidos contratos de longo prazo, nos quais a ponta compradora da energia tenha bom risco de crédito. Os compradores, por sua vez, não estão considerando apenas o preço da energia no estabelecimento destes contratos, mas também as suas metas de descarbonização ou os créditos de carbono associados ao abastecimento de energia elétrica integralmente oriundo de fontes renováveis.

Ao BNDES, neste cenário de transição energética, caberá articular e prover *funding* próprio ou de terceiros (mercado de capitais) que garanta os recursos necessários à expansão do parque de geração renovável. O Banco pode, também, contribuir para que as práticas de mercado não levem o setor elétrico a cenários de sobrealavancagem e, mais do que isto, para que este endividamento esteja aderente às regras prudenciais do crédito bancário quanto a prazos, relação de capital próprio e de terceiros, segregação de riscos e mecanismos de monitoramento.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro sofreu modificações ao longo do período de 2000 a 2020, observando-se, contudo, uma atuação decisiva do poder público à expansão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A partir da implementação das inovações regulatórias realizada em 2004, o BNDES assumiu um papel protagonista e hegemônico como principal financiador da bem-sucedida expansão de capacidade instalada de geração e transmissão do SEB, ocorrida de 2004 a 2020. Entretanto, constatou-se que, a partir de 2015, a reorientação da política econômica a um sentido mais liberal colocou em questão a forma de atuação do BNDES no financiamento dos segmentos de infraestrutura, buscando abrir espaço para o financiamento privado, em especial por meio do mercado de capitais.

Diante deste contexto, o presente trabalho se propôs a investigar a hipótese relativa às alterações no padrão de financiamento do SEB, em razão da reorientação da política econômica associada à revisão do papel do Banco. Neste sentido, buscou-se responder à seguinte pergunta: em que medida as alterações do papel do BNDES apresentaram impactos, sobretudo nos segmentos de geração e transmissão? A análise e a sistematização desta questão merecem especial atenção no que diz respeito às perspectivas de mudanças tecnológicas disruptivas para o setor elétrico, face ao cenário de transição energética e à necessidade de garantia da segurança energética do país.

A metodologia empregada no trabalho, ainda que possua limitações em função do tamanho da amostra utilizada, indicou como resultado que a estruturação de operações de financiamento via *project finance* teve sua participação reduzida no período analisado (2015-2020), ao passo que outros mecanismos de financiamento, notadamente as debêntures, aumentaram significativamente a sua importância, consolidando-se como uma fonte expressiva de financiamento.

O crescimento do mercado de capitais enquanto financiador do SEB não ocorreu em detrimento da atuação do BNDES, embora o Banco tenha deixado de apresentar um papel hegemônico. Os novos condicionantes macroeconômicos proporcionaram não apenas taxas de juros em patamares reduzidos, mas também uma ampla liquidez. Criou-se, assim, um ambiente com alternativas mais diversificadas para o equacionamento do *funding* necessário aos projetos, porém com instrumentos de monitoramento do endividamento mais pulverizados e descentralizados. Este cenário é favorável aos grupos que mantêm elevados os níveis de investimento, a despeito da necessidade de recorrer, anualmente, à novas emissões para fechar o fluxo de caixa.

Identificou-se, também, a manutenção da relevância do endividamento externo no período. Por outro lado, o endividamento via bancos comerciais nacionais apresentou, na amostra selecionada, uma redução de sua importância relativa enquanto fonte de financiamento. Uma hipótese para justificar esta constatação é que os bancos comerciais reduziram a utilização dos empréstimos bancários dado o seu custo em termos de comprometimento de capital, tornando mais vantajoso fazer uso do instrumento da debênture por não consumir capital regulatório no balanço destas instituições.

Vale ressaltar que, apesar da perda de atratividade financeira, o BNDES continuou a deter relevância no financiamento dos parques eólicos, solares e térmicos, bem como das linhas de transmissão, no período de 2015 a 2020. Mesmo no segmento de distribuição, não se observa um arrefecimento da atuação do Banco. Verificou-se, por sua tradição no SEB, a manutenção de uma posição estratégica do BNDES enquanto articulador junto aos demais agentes do sistema financeiro, capaz de estruturar operações de financiamento, com o apoio da ANEEL e da CCEE, mitigadoras dos impactos financeiros da pandemia da Covid-19.

Deste modo, não se observa uma mudança estrutural no padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro, uma vez que os financiamentos por parte de instituições públicas continuam ocorrendo de forma expressiva, sendo indispensáveis para os agentes manterem suas estratégias de crescimento. Ademais, no período analisado, pode-se realizar as seguintes constatações:

- i. Diversificação das fontes de financiamento;
- ii. Crescimento da participação do mercado de capitais;
- iii. Manutenção de relevância das fontes externas de financiamento;
- iv. Crescimento das operações de financiamento na modalidade de *corporate finance*; e
- v. Redução do prazo médio de financiamento.

A manutenção de operações com o BNDES, por parte dos grupos da amostra, também pode ser vista como uma solução para não pressionar outros canais de financiamento. Além disso, no caso de uma deterioração no nível de crédito do SEB, o BNDES permanecerá com um papel estratégico como financiador dos investimentos, especialmente em um contexto de volumes crescentes de demanda por *funding*, motivados pelas oportunidades decorrentes do surgimento de tecnologias disruptivas e da transição energética.

Por fim, destaca-se que, associado ao processo de mudança do paradigma energético, empresas de diferentes setores, não só do setor elétrico, apresentam uma preocupação crescente em alcançar patamares mais elevados de descarbonização de suas atividades produtivas. Este movimento estratégico, por sua vez, influencia um aumento na contratação bilateral no âmbito do mercado livre de projetos solares e eólicos, assim como na contratação de serviços específicos para a implantação de geração distribuída e de inovações tecnológicas de baixo carbono.

Neste sentido, o BNDES tem um papel relevante como instrumento de financiamento para dar suporte a estas iniciativas de investimento, que necessitam de *funding* para o novo ciclo de inversões em volumes, custos e prazos adequados à natureza dos projetos. A mobilização de recursos impostos pela retomada do crescimento econômico, pelas mudanças climáticas e pela transição energética demandará uma diversificação e complementariedade de fontes públicas e privadas, com o BNDES apresentando uma atuação estratégica e catalizadora.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Website. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home>. Acesso em 01 jul. 2021.

BRASIL. Lei nº 4.131, de 03 de setembro de 1962.

BRASIL. Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.

CASTRO, N.; ROSENAL, R. O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro. 2016. Disponível em: [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/55\\_castro165b.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/55_castro165b.pdf)

CVM - Comissão de Valores Imobiliários. Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003. Disponível em: <http://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/instrucoes/anexos/400/inst400consolid.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2021.

CVM - Comissão de Valores Imobiliários. Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009. Disponível em: <http://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/instrucoes/anexos/400/inst476consolid.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2021.

GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Informativo Eletrônico do Setor Elétrico. 2021. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/ifes>. Acesso em: 01 jul. 2021..

HART, O. Firms, Contracts and Financial Structure. New York: Oxford University Press. 1995.

FINNERTY, J. Project Financing: Asset-Based Financial Engineering. John Wiley & Sons. 1999.

MME - Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 245, de 27 de junho de 2017.

MME - Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 345, de 14 de novembro de 2017.

OLIVEIRA, C. Avaliação do Impacto da Alteração das Condições de Financiamento sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas. Rio de Janeiro: UFRJ/COPEE. 2019.

SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÔMICA. Boletim de Debêntures Incentivadas, maio de 2021, 90ª edição. Ministério da Economia. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins/boletim-de-debentures-incentivadas>. Acesso em 01 jul. 2021.

SIFFERT, N.; ALONSO, L.; CHAGAS, E.; SZUSTER, F.; SUSSEKIND, C. O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance. BNDES Setorial, Rio de Janeiro. 2009.

TOLMASQUIM, M. Power Sector Reform in Brazil. Rio de Janeiro. Editora Synergia. 2012.

## ANEXO

### Lista de sigla

ACL - Ambiente de Contratação Livre  
ACR - Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
AT - Ativo Total  
BNB – Banco do Nordeste  
BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
CAPEX - *Capital Expenditure*  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CDI - Certificado de Depósito Interbancário  
CVM - Comissão de Valores Mobiliários  
DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
GD – Geração Distribuída  
IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo  
IOF - Imposto de Operações Financeiras  
IR - Imposto de Renda  
MME - Ministério de Minas e Energia  
NTN-B – Nota do Tesouro Nacional Série B  
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PL - Patrimônio Líquido  
PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
PIB - Produto Interno Bruto  
PPA - *Power Purchase Agreement*  
RAP - Receita Anual Permitida  
SEB - Setor Elétrico Brasileiro  
SIN - Sistema Interligado Nacional  
SPE - Sociedade de Propósito Específico  
TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo  
TLP - Taxa de Longo Prazo  
UHE - Usina Hidrelétrica



## Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, por meio de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético ([www.sbpe.org.br](http://www.sbpe.org.br)).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE; desta forma, os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- Para gráficos, usar mesmo padrão de cores e estilo.
- Equações em formato editável; não devem ser enviadas como figuras.
- O nome do autor NÃO deve ser abreviado, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SO-MENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

### Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.