FERNANDA MUNARI CAPUTO TOMÉ

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE A COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL
CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO E O MERCADO DE CONTRATAÇÃO
LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

VERSÃO CORRIGIDA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

**Orientadora: Prof^ª. Dra. Hirdan Katarina de
Medeiros Costa**

**São Paulo
2019**

Autorizo a reprodução e a divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

TOMÉ, Fernanda Munari Caputo.

Análise comparativa entre a comercialização de gás natural no Estado São Paulo e o mercado de contratação livre de energia elétrica/Fernanda Munari Caputo Tomé; orientadora Dra. Hirdan Katarina de Medeiros Costa. São Paulo, 2019.

p.126, il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Meio Ambiente) – Universidade de São Paulo.

1. Gás natural 2. Gás natural – procedimento de contratação 3. Gás natural – ambiente livre 4. Gás natural – energia elétrica 5. Gás natural – São Paulo.

Nome: TOMÉ, Fernanda Munari Caputo

Título: Análise comparativa entre a comercialização de gás natural no Estado São Paulo e o mercado de contratação livre de energia elétrica.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo para a obtenção de Mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banco Examinadora

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Julgamento: _____

Assinatura: _____

Ao meu marido, Fernando.
Aos meus pais, Roseli e Sidney.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo apoio durante toda a pesquisa.

Igualmente, à orientadora, Prof^a. Dra. Hirdan Katarina de Medeiros Costa, por toda a confiança a mim depositada, pelos conselhos e as orientações de vida, que extrapolam o curso de Mestrado em Energia, na Universidade de São Paulo.

Aos professores do Instituto de Energia e Ambiente (IEE), por todo o aprendizado obtido ao longo da realização das disciplinas deste Mestrado. Ainda, aos funcionários do IEE.

Às integrantes da minha banca de qualificação, Dra. Solange David, Dra. Maria D'Assunção Costa, pelas brilhantes sugestões.

Aos amigos e aos colegas do curso de Mestrado, que em muito contribuíram para um ambiente estimulante e agradável nestes dois anos.

Agradeço também ao meu marido, Fernando dos Santos Tomé, por acreditar incondicionalmente em meu potencial e sempre agir de forma positiva e encorajadora. A minha mãe, Roseli Munari Caputo, a dona de meu amor incondicional e eterno e a mulher mais corajosa e amorosa que conheço. Ao meu pai, Sidney Caputo, por todo carinho, estímulo, apoio em meus estudos.

À família e aos amigos íntimos que conviveram com as minhas constantes ausências justificadas pelos estudos e pela elaboração desta pesquisa de Mestrado.

Ao Dr. David Waltenberg e aos colegas do escritório Siqueira Castro Advogados, da área de Energia, Dr. Eduardo Evangelista e Dr. Humberto Negrão. Aos colegas da Comerc Energia, especialmente à Dra. Miriam Zagatto, ao Marcelo Ávila e à Dra. Amanda Almeida.

Ao *Research Centre for Gas Innovation* – RCGI –, localizado na Universidade de São Paulo e financiado pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – Fapesp – (2014/50279-4) e Shell Brasil, e a importância estratégica do apoio dado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis (ANP) através do incentivo regulatório de P&D. E também ao CNPq por financiar parte do período da pesquisa de mestrado.

“Inteligência é a habilidade de se adaptar às mudanças.”

Stephen Hawking

RESUMO

TOMÉ, Fernanda Munari Caputo. **Análise comparativa entre a comercialização de gás natural no Estado São Paulo e o mercado de contratação livre de energia elétrica**. 2019. 116 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

A presente pesquisa objetiva realizar a análise comparativa entre a comercialização de gás natural canalizado e o mercado de contratação livre de energia elétrica, a partir da normativa da Arsesp e de modelo de contrato do setor elétrico. Para tanto, a pesquisa traz o panorama geral de cada um destes mercados, a fim de se explicitar as mais relevantes características relacionadas às respectivas cadeias, os principais marcos regulatórios, as competências legislativas, as agências reguladoras responsáveis e as propostas de aprimoramento regulatório em discussão. Neste contexto, é realizado um estudo aprofundado das condições referentes à comercialização em ambiente livre nos dois mercados, pormenorizando as características dos agentes de cada um dos setores, as principais obrigações regulatórias existentes. São trazidas informações relevantes sobre as diversas transações efetuadas nos dois setores, no âmbito do Estado de São Paulo. Passa-se ao ponto central da pesquisa, em que é realizado o estudo do caso, objeto deste trabalho. A partir do estabelecimento do desenho típico da contratação de gás natural e de energia elétrica em ambiente livre, passa-se à análise sobre as possíveis similaridades e diferenças no que tange aos instrumentos contratuais, considerando as partes contratantes, os objetos dos contratos, o prazo de vigência das relações jurídicas, as possíveis excludentes de responsabilidade contratual, como o caso fortuito ou força maior, as penalidades contratuais impostas em caso de inadimplemento contratual, as hipóteses de rescisão e rescisão dos contratos de compra e venda, o cabimento de multa rescisória e de ressarcimento à parte inocente por meio de indenização suplementar, além das garantias contratuais e do esclarecimento quanto aos mecanismos de solução de controvérsias contratuais possíveis de serem adotados. Na conclusão, são retomadas as principais informações trazidas ao longo da pesquisa e há o destaque às principais condições contratuais específicas de cada um dos setores, que mereçam destaque. Por fim, há a avaliação sobre a relevância positiva da realização desta pesquisa comparativa, considerando a diferença dos possíveis aprendizados ao setor de gás natural a partir do setor de energia elétrica.

Palavras-chaves: Comercialização. Ambiente de Contratação Livre. Gás Natural. Energia Elétrica. Procedimento de Contratação. Regulação Jurídica. Estado de São Paulo.

ABSTRACT

TOME, Fernanda Munari Caputo. **Comparative analysis between the commercialization of piped natural gas in the state of São Paulo and the free energy contracting market.** 2019. 126 f. Dissertation (Master's Degree) - Master's Degree in Energy, University of São Paulo, São Paulo.

This research aims to carry out a comparative analysis between the commercialization of piped natural gas and the market for free contracting of electric energy, based on the Arsesp regulations and the model contract model for the electric sector. To this end, the survey provides an overview of each of these markets, in order to explain the most relevant characteristics related to the respective chains, the main regulatory frameworks, the legislative powers, the responsible regulatory agencies and the proposals for regulatory improvement under discussion. In this context, an in-depth study of the conditions relating to commercialization in a free environment in both markets is carried out, detailing the characteristics of the agents in each of the sectors, the main existing regulatory obligations. Relevant information about the various transactions carried out in the two sectors is provided, within the scope of the State of São Paulo. We move on to the central point of the research, where the case study, the object of this study, is carried out. Based on the establishment of the typical design for contracting natural gas and electric energy in a free environment, an analysis is made of the possible similarities and differences with regard to the contractual instruments, considering the contracting parties, the objects of the contracts, the term validity of legal relationships, the possible exclusions of contractual liability, such as unforeseeable circumstances or force majeure, contractual penalties imposed in the event of contractual default, the hypotheses of termination and termination of the purchase and sale contracts, the scope for a termination fine and reimbursement to the innocent party by means of supplementary indemnity, in addition to contractual guarantees and clarification as to possible contractual dispute settlement mechanisms to be adopted. At the conclusion, the main information brought over the survey is resumed and the main contractual conditions specific to each sector are highlighted, which deserve to be highlighted. Finally, there is an assessment of the positive relevance of conducting this comparative research, considering the difference between the possible lessons learned in the natural gas sector from the electric energy sector.

Keywords: Commercialization. Free Hiring Environment. Natural Gas. Electricity. Hiring Procedure. Legal Regulation. State of São Paulo.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Mapa das Áreas de Concessão de Distribuição de Gás Canalizado.....	37
Figura 2	Sistema de Transmissão (setembro/2019).....	51
Figura 3	Diagrama do Sistema Interligado Nacional Planejado (2029)	53
Figura 4	Processo de registro da energia elétrica na CCEE.....	66
Figura 5	Processo de contabilização da energia elétrica na CCEE.....	67
Figura 6	Processo de liquidação financeira da energia elétrica na CCEE.....	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Segmentos das atividades na cadeia de gás natural.....	28
Tabela 2	Geração elétrica por fonte.....	47
Tabela 3	Tipos de Energia Elétrica.....	48
Tabela 4	Classes de agentes no ACL.....	62
Tabela 5	Quantidade de agentes no ACL.....	74
Tabela 6	Consumo de energia elétrica, em MW/médios, nos ambientes de contratação.....	75
Tabela 7	Consumo por Ambiente de Contratação e Submercado.....	76
Tabela 8	Consumo do ACL por ramo de atividades.....	76
Tabela 9	Quadro comparativo entre a Arbitragem e a Justiça Estadual.....	113

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável.....	22
Gráfico 2	Histórico de produção de petróleo e do gás natural.....	23
Gráfico 3	Distribuição da produção de gás natural por Estado.....	24
Gráfico 4	Expansão contratada até 2019 – Incremento anual de capacidade.....	48
Gráfico 5	PLD Mensal – CCEE.....	69
Gráfico 6	Crescimento do número de agentes no ACL.....	75
Gráfico 7	Duração e montante (MW médios) dos contratos CCEAL de compra por consumidores livres e especiais no ACL.....	92

LISTA DE SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
BEN	Balanço Energético Nacional
BBCEE	Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
BNDE	Banco Nacional de Direito Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCER	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCVGN	Contrato de compra e venda de gás natural
CUST	Contrato de Conexão do Sistema de Transmissão
CCI	Contratos de Compartilhamento de Instalações
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
DIT	Demais Instalações de Transmissão
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil
GNC	Gás Natural Comprimido
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
MCPSE	Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MVA	Margem do valor agregado
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia

MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PNGN	Plano Nacional para o Gás Natural
PNE	Plano Nacional de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMPF	Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final
RESEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RAP	Receita Anual Permitida
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SFG	Superintendência dos Serviços de Geração
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	Uso do Bem Público
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
USP	Universidade de São Paulo

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	21
1.1	O contexto da pesquisa.....	21
1.2	Identificação da situação problema.....	25
1.3	Objetivo de pesquisa.....	26
1.3.1	Objetivo geral	26
1.3.2	Objetivos específicos.....	26
1.4	Metodologia da pesquisa.....	26
1.5	Estrutura da pesquisa.....	27
2.	O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	28
2.1	Panorama geral do mercado de gás natural no Brasil.....	28
2.1.1	A cadeia de gás natural.....	28
2.1.2	Os principais marcos regulatórios do mercado de gás natural.....	29
2.1.3	As propostas de aprimoramento regulatório do mercado de gás natural.....	32
2.2	O ambiente de contratação livre de gás natural no Estado de São Paulo.....	35
2.2.1	Os agentes participantes.....	35
2.2.2	Arcabouço regulatório.....	36
2.2.3	Obrigações regulatórias dos agentes na ANP e Arsesp.....	39
2.2.4	Tributos incidentes.....	41
2.2.5	Dados do ambiente de contratação livre de gás natural no Estado de São Paulo.....	42
2.2.6	O possível funcionamento do Mercado Livre de Gás Natural Canalizado	44
3.	O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	46
3.1	Panorama geral do mercado de energia elétrica no Brasil.....	46
3.1.1	A cadeia de energia elétrica.....	46
3.1.1.1	A geração de energia elétrica.....	46
3.1.1.2	O transporte da energia elétrica.....	50
3.1.1.3	A comercialização de energia elétrica.....	53
3.1.2	Os principais marcos regulatórios do mercado de energia elétrica.....	55
3.2	O Ambiente de Contratação Livre de Energia Elétrica no Estado de São Paulo.....	61
3.2.1	Os agentes participantes.....	61
3.2.2	A migração dos consumidores ao ACL.....	63
3.2.3	O funcionamento do ACL.....	64
3.2.4	Os Direitos e as obrigações dos agentes na CCEE.....	72
3.2.5	Encargos e tributos e incidentes.....	72
3.2.6	Dados do ACL.....	74
3.3	As propostas de aprimoramento regulatório do mercado de energia elétrica.....	77

4.	ESTUDO DE CASO: ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE A COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL A PARTIR DA NORMATIVA DA ARSESP E O MERCADO DE CONTRATAÇÃO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	82
4.1	Desenho típico da contratação de gás natural e de energia elétrica em ambiente livre.....	82
4.1.1	As partes contratantes.....	86
4.1.2	Os objetos dos contratos.....	87
4.1.3	Prazo de vigência dos contratos.....	90
4.1.4	Excludentes de responsabilidade contratual: caso fortuito ou força maior.....	93
4.1.5	As penalidades contratuais.....	97
4.1.6	Resilição e rescisão dos contratos de compra e venda.....	100
4.1.7	Multa rescisória e indenização suplementar.....	103
4.1.8	As garantias contratuais.....	106
4.1.9	Os mecanismos de solução de controvérsias contratuais.....	108
5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	114
	REFERÊNCIAS.....	118

1 INTRODUÇÃO

1.1 O contexto da pesquisa

O crescimento econômico de um país está diretamente relacionado à realização de planejamento e de investimentos inteligentes em infraestruturas essenciais, conjugada à assistência mútua entre os entes federativos e a elaboração e execução de políticas públicas aplicáveis a todas as suas regiões.

Neste panorama, segundo informações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresentadas no Balanço Energético Nacional 2019 (BEN), “no curto prazo, espera-se um desempenho ainda modesto da economia brasileira”. No entanto, na perspectiva de dez anos, é possível o crescimento econômico exponencial do País, sanadas as limitações decorrentes de fatores estruturais (EPE, 2019, p. 22):

O melhor ambiente de negócios, juntamente com o encaminhamento na solução de gargalos de infraestrutura permitirão um crescimento gradual da produtividade da economia ao longo do horizonte, alcançando um crescimento médio de 0,5% a.a. Cabe ressaltar, que tal resultado é um desafio dado o histórico mais recente do País, visto que no período entre 2009 e 2018, o crescimento médio da PTF no Brasil foi de -1,2% a.a. (*Conference Board*, 2019). Entretanto, tal resultado não se distancia da realidade já vista no País, uma média de 0,6% a.a. foi observada entre 2001 e 2010. [...] uma recuperação mais rápida e com taxas expressivas aconteceriam no curto prazo em virtude da alta capacidade ociosa atual da economia, que possibilita uma rápida resposta em termos de capacidade de oferta frente a uma retomada da demanda. No médio e longo prazo, há necessidade de expansão da oferta, com maior esforço em termos de investimento e de medidas para solucionar os principais gargalos da economia.

Neste contexto, no que tange ao setor elétrico, à administração pública do Brasil cabe o desafio de equilibrar a segurança do suprimento de energia ao desenvolvimento econômico e social do País, considerando a necessidade da preservação do meio ambiente¹. Sobre o assunto, em discurso realizado na Fundação Getúlio Vargas, no Estado do Rio de Janeiro, no dia 25 de novembro de 2019, o ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, enfatizou a necessidade de se conjugar o desenvolvimento econômico do País e a ampliação do setor de energia:

O desafio contínuo do País no setor de energia é promover a expansão da matriz, resguardando a segurança energética, cumprindo os objetivos de desenvolvimento sustentável, além de garantir o acesso e a acessibilidade aos consumidores e à indústria. Planejamento e inovação são ferramentas fundamentais para atingirmos esse objetivo. a

¹ Dada a importância do tema, torna-se essencial a adoção de políticas eficientes no combate às alterações climáticas, como as sugeridas no Acordo de Paris sobre Mudança do Clima (“Acordo de Paris”), aprovado por 195 (cento e noventa e cinco) países integrantes da UNFCCC (“*United Nations Framework Convention on Climate Change*”). Tal proposta estabelece a adoção de medidas capazes de reduzir as temperaturas do planeta em 2°C em relação aos níveis pré-industriais. No entanto, para que comece de fato a vigorar, o mencionado Acordo de Paris deve, obrigatoriamente, ser ratificado por 55 países, que sejam responsáveis por 55% pelas emissões dos gases estufa no planeta. Importante observar que o Brasil já ratificou o Acordo de Paris, em setembro de 2016 e, naquela oportunidade, apresentou aos demais países membros as contribuições nacionalmente determinadas para a redução de emissão de gases estufa entre 2020 e 2025, estimando a diminuição de 37% em relação aos níveis apresentados em 2005.

inovação, em particular, é uma importante fonte de desenvolvimento econômico moderno, contribuindo, sobremaneira, para construirmos um meio ambiente mais limpo. Nesse contexto, estamos empenhados em projetar e atualizar modelos de mercados abertos para os setores de petróleo e gás, energia elétrica, biocombustíveis e nuclear.

Carlos Germán Meza González (2018, p. 140), em sua tese de doutorado apresentada na Universidade de São Paulo, detalha a existência de um consenso científico sobre a necessidade da diminuição dos gases de efeito estufa com o objetivo de controlar o aumento da temperatura global, a fim de evitar o desenvolvimento de uma grave crise ecológica. Neste contexto, Meza afirma que

sobre dois pilares fundamentais têm se sustentado a narrativa e as ações para enfrentar a crise ecológica (a) na ‘desmaterialização’ da economia usando tecnologias e processos mais eficientes (b) na descarbonização da economia usando fontes energéticas que não emitem CO₂ [...].

No mesmo sentido, o pesquisador Fastudo Jorge Mabecua (2018, p.27) contextualiza que o gás natural, “dentre os combustíveis fósseis (carvão e óleo), gera a menor taxa de emissão de dióxido de carbono (CO₂), contribuindo desta forma para a redução de efeito estufa e podendo oferecer uma contribuição imediata à solução das mudanças climáticas globais”.

Cabe salientar que a matriz energética brasileira é diversificada. Segundo informações do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2029 (PDE), do total da produção energética, observa-se que 47% da energia é gerada a partir de fontes renováveis e 53% de fontes não renováveis. Há a tendência para um pequeno avanço das renováveis em 2024, com a manutenção do percentual em 2029, conforme apresentado no Gráfico 1, a seguir:

Gráfico 1– Matriz energética brasileira: energia renovável e não renovável

Fonte: PDE 2029

Segundo o PDE 2029, a geração de energia a partir do uso do gás natural corresponde a 34% da geração térmica. Apesar disso, há uma avaliação positiva quanto ao grande potencial deste combustível considerado “limpo”, proveniente de reservas abundantes e ainda pouco exploradas. Vale recordar que, desde o final da década de 1990, com o início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil,

o gás natural adquiriu grande relevância como um combustível explorado economicamente para uso industrial e doméstico, por ser considerado como de transição energética (ODDONE, 2019).

No Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, relativo ao mês de setembro de 2019, disponibilizado pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP, informa-se que “a produção de petróleo e gás natural no Brasil foi de aproximadamente 2,927 MMbbl/d (milhões de barris por dia) e 129 MMm³/d (milhões de m³ por dia), respectivamente, totalizando em torno de 3,738 MMbol/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia)” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, p. 7), conforme constante no Gráfico 2:

Gráfico 2 – Histórico de produção de petróleo e do gás natural

Fonte: ANP

Vale destacar que a produção de gás natural é distribuída, principalmente, entre seis Estados da Federação, quais sejam, Rio de Janeiro, São Paulo, Amazonas, Espírito Santo, Maranhão e Bahia, conforme informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2019, p. 9), descritas no Gráfico 3:

Gráfico 3 – Distribuição da produção de gás natural por Estado

Fonte: ANEEL

Assim, especialistas, principalmente do setor elétrico, têm reconhecido a relevância do gás natural de forma incontestada, haja vista a possibilidade da diminuição dos custos relacionados à geração de energia e a grande disponibilidade do combustível (DAVID, 2019).

Apesar disso, mesmo com o aumento da oferta, a indústria de gás natural permanece em um estágio de baixa maturidade e, portanto, apresenta um baixo nível de eficiência, haja vista a inexistência de regras claras, a assimetria de informações entre os participantes do mercado, a falta de liquidez e dinamismo de mercado, a expressiva concentração de oferta e de demanda, decorrente da manutenção de um monopólio natural exercido pela Petrobras, que atua em diversos pontos da cadeia produtiva do segmento, como agente dominante (ODDONE, 2019).

De tal modo, com a finalidade de tornar o setor de gás natural mais competitivo, dinâmico e transparente, visto que as decisões de investimento dependem da confiança em uma estrutura sólida, é necessário o estabelecimento de um arcabouço regulatório adequado, que reduza as barreiras para o ingresso de novos participantes, haja transparência e padronização dos processos, redução dos custos de transação e, principalmente, dos riscos de inadimplência.

Neste contexto, o programa do “Novo Mercado de Gás”, lançado no ano de 2019, conectado com os objetivos da comissão de infraestrutura e de desenvolvimento do Senado Federal, é considerado um marco histórico para o setor de energia, por tratar deste grande desafio nacional. Inserido neste programa está o desenvolvimento do mercado livre de gás natural, em que a contratação da molécula é realizada de forma apartada ao seu transporte. Vale destacar que, em linhas gerais, o desenvolvimento deste mercado livre tem como principais objetivos, (i) a diminuição dos custos com a aquisição da molécula pelos usuários finais, considerando a negociação bilateral direta entre os compradores e os vendedores, tendo em vista os prazos e as condições específicas de cada contratação; (ii) a previsibilidade na aquisição da molécula, no que tange à possibilidade da assinatura

de contratos de longo prazo entre os contratantes, de forma independente das tarifas, como ocorre em ambientes de contratação regulada; (iii) a livre escolha dos fornecedores; (iv) a adequação do gás natural adquirido à necessidade e ao perfil específico do comprador; (v) a gestão do insumo do gás natural.

Segundo informações da EPE, disponibilizadas no BEN 2019 (2019, p. 42):

A projeção de demanda de gás natural, exclusive para geração de eletricidade, aponta para um volume de 67 milhões de m³/dia, em 2029, isto representa um acréscimo de 16% em relação a.a. de 2019. O principal destaque fica a cargo da expectativa por moderada expansão do mercado consumidor, com taxa média de crescimento anual projetada de apenas 1,4% a.a. para a demanda não-termelétrica entre 2019 e 2029. A produção industrial começa a demonstrar perspectivas de recuperação, entretanto mais concentrada em setores não intensivos no uso do gás natural. Assim, esta recuperação não se reflete na mesma proporção em expansão da demanda por gás natural. Este comportamento é agravado pela competitividade, dificultando o ganho de mercado tanto por substituição, quanto pela viabilização de novos empreendimentos potencialmente intensivos no uso do mesmo.

Neste contexto, há de se falar em aumento da demanda de gás natural, relacionada à retomada e à expansão do setor de consumo, ainda ínfimo, decorrente da ausência de competitividade do setor de gás natural.

1.2 Identificação da situação problema

Importa salientar a constante discussão sobre a o desenvolvimento do mercado de gás natural, especialmente em relação à comercialização da molécula em ambiente de contratação livre e sobre a possível estruturação regulatória de forma semelhante àquela adotada no mercado de energia elétrica, ressalvadas as especificidades individuais de cada um deles.

Considerando a grande gama de assuntos que poderiam ser explorados neste âmbito, esta pesquisa de mestrado não seria suficiente para a abordagem adequada de todos os assuntos. De tal modo, o presente estudo tem como objetivo a comparação entre a comercialização de gás natural no Estado São Paulo, a partir da normativa da Arsesp e o mercado de contratação livre de energia elétrica.

1.3 Objetivo de pesquisa

1.3.1 Objetivo geral

Almeja-se verificar as similaridades e as diferenças mais substanciais existentes na comercialização de gás natural e o ambiente de contratação livre de energia elétrica.

1.3.2 Objetivos específicos

Descrever, sucintamente, o panorama das atividades desempenhadas nos mercados de gás natural e de energia elétrica, considerando os principais marcos regulatórios, as competências legislativa e de exploração, as agências reguladoras e as eventuais propostas de aprimoramento regulatório.

Estudar as principais condições referentes à comercialização em ambiente de comercialização livre, pormenorizando as características dos agentes de cada um dos setores, as principais obrigações regulatórias existentes, além de se trazer alguns dados relevantes sobre as diversas transações.

Realizar a comparação entre a comercialização de gás natural no Estado São Paulo, a partir da normativa da Arsesp e o mercado de contratação livre de energia.

1.4 Metodologia da pesquisa

A metodologia escolhida para a realização da presente pesquisa comparativa consistiu na revisão bibliográfica, no levantamento de dados a partir de fontes primárias e secundárias, por meio da análise da literatura pertinente, dos atos normativos, como as leis, os decretos, as resoluções e as portarias, além dos relatórios, dos estudos técnicos realizados por instituições setoriais, como o Ministério de Minas e Energia (MME), a ANEEL, a ANP e Arsesp.

1.5 Estrutura da pesquisa

O Capítulo 2 trata do panorama geral do mercado de gás natural no cenário nacional. Para tanto, são disponibilizadas informações sobre a respectiva cadeia de valor, os principais marcos regulatórios do setor, além das atuais propostas de aprimoramento legal e regulatório em pauta no Congresso Nacional, no MME e na ANEEL. São expostas informações sobre a comercialização em ambiente livre especificamente no Estado de São Paulo. Faz-se a análise detalhada da estrutura do mercado, especialmente em relação às características dos agentes participantes, das principais obrigações regulatórias perante os órgãos regulatórios, além dos tributos.

Igualmente, no Capítulo 3, se faz análise semelhante àquela realizada no capítulo 2, considerando o mercado de energia elétrica, e o cunho comparativo desta pesquisa de mestrado.

Em seguida, no Capítulo 4, há a análise entre a comercialização de gás natural no Estado São Paulo e o mercado de contratação livre de energia elétrica, a partir do contrato de compra e venda de energia elétrica do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) (BBCE, 2019) como base comparativa, no que tange à redação atribuída às cláusulas. Por fim, nas Considerações Finais, são trazidos os resultados da análise comparativa realizada.

2 O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

2.1 Panorama geral do mercado de gás natural no Brasil

2.1.1 A cadeia de gás natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos, “em estado gasoso, nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros” (Art. 6º, da Lei nº 9.478/1997). Pode ser encontrado tanto na forma associada ao petróleo (“gás associado”) quanto livre da presença de óleo e água (“gás não associado”).

O gás natural pode ser processado, ou seja, “submetido ao tratamento e ao processamento em Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)” para estar “apto a ser injetado na malha de transportes nacional”, considerando obedecer aos parâmetros físicos e químicos estabelecidos pela ANP” (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019, p. 9). Cabe esclarecer que o gás natural comprimido (“GNC”) é aquele “processado e condicionado para o transporte em cilindros ou ampolas à temperatura ambiente e pressão próxima à condição de mínimo fator de compressibilidade” (art. 4º, VIII, da RES nº 41/2013, da ANP). Já o gás natural liquefeito (“GNL”) é o “gás natural no estado líquido obtido mediante processo de criogenia a que foi submetido e armazenado em pressões próximas à atmosférica” (art. 4º, IX, da RES nº 41/2013, da ANP).

Observa-se que a cadeia de valor do gás natural é composta por diversos segmentos que demandam a atuação de diferentes agentes do setor para o desenvolvimento de atividades econômicas, separadas em três grandes blocos, quais sejam, *upstream* (exploração e produção, tratamento e processamento), *midstream* (liquefação e regaseificação, escoamento e transporte) e *downstream* (distribuição, comercialização e serviços locais de gás canalizado) (XX, § 3º, Lei 11.909/2009) (Tabela 1):

Tabela 1 – Segmentos das atividades na cadeia de gás natural

ETAPAS DA CADEIA	ATIVIDADE ECONÔMICA	MONOPÓLIO
UPSTREAM	Exploração e Produção	União
	Tratamento e Processamento	
MIDSTREAM	Liquefação e Regaseificação	
	Escoamento e Transporte	
DOWNSTREAM	Distribuição	Estados
	Comercialização	
	Serviços locais de gás canalizado	

Fonte: Elaboração própria

As atividades de exploração e de produção abarcam a realização das atividades de pesquisa, de exploração, de desenvolvimento e de lavra da produção de gás natural. Podem ser realizadas tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*). Já as atividades de tratamento e de processamento do gás natural são definidas na Lei 11.909/2009, §3º, XXV, como o “conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização”.

A liquefação e a regaseificação são processos em que há a alteração do estado físico do gás natural. No primeiro, o gás natural passa do estado gasoso para o líquido. Já no segundo, o gás torna o líquido em estado gasoso.

O escoamento e o transporte são atividades de movimentação do gás natural. O escoamento é o transporte do gás natural extraído dos poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação, por meio de gasodutos de escoamento da produção (XIX, §3º, da Lei 11.909/2009). Já o transporte propriamente dito consiste na movimentação do gás natural “desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural”, por meio de gasodutos de transporte (XVIII, §3º, da Lei 11.909/2009).

Por conseguinte, a atividade de comercialização de gás natural canalizado é detalhada no item 3.2 desta pesquisa.

2.1.2 Os principais marcos regulatórios do mercado de gás natural

A importação do gás natural para o Brasil foi iniciada com a finalidade de viabilizar a instalação de lâmpadas a gás para a iluminação pública, no Estado do Rio de Janeiro.

As grandes transformações em termos econômicos e empresariais, que ocorreram no curto período de 1846 a 1854, estiveram vinculadas ao barão de Mauá que, tendo feito fortuna no comércio, decidiu pôr em prática um ambicioso plano de industrialização do Brasil. Começou pela aquisição de uma pequena fundição e estaleiro na Ponta da Areia, em Niterói, onde começou a incorporar operários europeus especializados ao lado da preexistente força de trabalho escravo. Ali se construíram navios movidos a vapor, equipados com caldeiras onde se queimava carvão mineral. Pouco depois, ganha em 1849 a concorrência aberta pelo governo para a iluminação a gás, a ser produzido com carvão mineral. Seria atendida a parte central do Rio de Janeiro. Reúne para esse fim, sócios aqui e na Inglaterra, para a constituição da empresa que realizaria os serviços. A inauguração do sistema ocorreu em 1854, iniciando-se aí a substituição da iluminação pública a azeite de peixe pela iluminação a gás.

Em 1950, foi iniciada a exploração *onshore* de bacias de petróleo, no Estado da Bahia. No começo da década de 1980 houve a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, momento em que a utilização do gás natural extraído era direcionada prioritariamente à indústria nacional (COSTA, TOMÉ & SILVA, 2019). Mais à frente, no ano de 1987, foi instituído o Plano Nacional para o Gás Natural (PNGN), com a finalidade de inserir o gás natural na matriz energética

nacional, de forma definitiva (FROTA, 2011, p. 49). Já em 1990, a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, o Gasbol, permitiu a importação do gás natural do país vizinho e, por muitos anos, permaneceu como principal fornecedor do combustível (MOUTINHO DOS SANTOS, 2001).

Cumprir observar que, historicamente, as reformas e as revisões legislativas no mercado de gás natural foram iniciadas em período muito posterior àquelas implementadas no setor de energia elétrica, o que pode justificar a maturidade do segundo mercado em relação ao primeiro, ao menos do ponto de vista regulatório.

Na Constituição Federal², houve o estabelecimento do monopólio da União em relação à pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, ao transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, ao transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem, conforme previsão expressa dos incisos I e IV, do art. 177, da Carta Magna. Já a exploração dos serviços locais de gás canalizado foi incumbida aos Estados, nos termos do §2º³, do art. 25, também da Constituição Federal.

Apenas no ano de 1997, houve a promulgação da Lei nº 9.478/1997, a Lei do Petróleo, que, sobretudo, disciplina os princípios e os objetivos da política energética nacional, quais sejam, a preservação do interesse nacional; a promoção do desenvolvimento, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos; a proteção do meio ambiente e a conservação de energia e a garantia do suprimento de energia em todo o território do País, entre outras.

Convém enfatizar que este foi o primeiro marco legal infraconstitucional que, de fato, disciplinou as atividades relativas ao monopólio do petróleo e a produção de gás natural, além de dispor sobre o acesso aos dutos de transporte.

A Lei do Petróleo instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento do presidente da república em relação às políticas e às diretrizes nacionais de energia, a fim de promover o aproveitamento racional dos recursos do País, de assegurar o suprimento de insumos energéticos a todas as localidades (considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos), de revisar constantemente a matriz energética, além de estabelecer diretrizes relativas às fontes geradoras de energia. Especialmente em relação ao gás natural, por exemplo, cabe ao CNPE estipular diretrizes para o uso como matéria-prima e definir os blocos que devam ser objeto de concessão ou partilha de produção (incisos I, II, III, IV e V, art. 2º, da Lei nº 9.478/1997).

² Cabe esclarecer que a Emenda Constitucional n. 9/95 conferiu nova redação ao § 1º do art. 177, permitindo ao Estado a contratação de empresas (estatais ou privadas) para a realização de atividades econômicas da indústria do petróleo.

³ A redação do art. 25, §2º da Constituição da República, que reserva aos Estados-membros a atividade de distribuição de gás canalizado, foi incluído na Constituição Federal, por meio da Emenda Constitucional nº 05, de 1995.

Cumprir observar que a Lei do Petróleo também instituiu a ANP, autarquia em regime especial vinculada ao MME, com a “finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis” (art. 8º, da Lei nº 9.478/1997).

Nas palavras de Eurico de Andrade (AZEVEDO, 1998, p. 145):

a situação da Agência Nacional do Petróleo (Lei 9.478, de 6.8.98) é diferente das demais quanto ao seu objeto. Ela não regula, nem controla ou fiscaliza um serviço público. A pesquisa, lavra e refinação do petróleo não constituem serviço público, mas sim atividades econômicas monopolizadas pela União. Antes da Emenda Constitucional n. 9, de 9.11.95, não podia a União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração das jazidas de petróleo ou gás natural. A partir daquela Emenda, foi facultado à União contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos de I a IV do art. 177 da CF. Para esse fim, foi editada a Lei. 9.478, de 6.8.98, estabelecendo as diretrizes gerais da política energética nacional e criando a Agência Nacional do Petróleo, isto porque, embora não constituindo serviço público, a exploração da indústria do petróleo é absolutamente essencial à economia da sociedade.

Entre as atribuições da ANP, especialmente as relacionadas à indústria do gás natural, descritas no art. 8º, da Lei nº 9.478/1997, estão (i) a implementação da política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, zelando pela garantia do suprimento e pelos interesses dos consumidores (o preço, a qualidade e a oferta); (ii) a realização de estudos sobre blocos; (iii) a elaboração de editais e a promoção de licitações (concessão ou contratação sob o regime de partilha); (iv) a autorização das atividades relativas à cadeia de gás natural; (v) a fiscalização das atividades da indústria, com a aplicação de sanções administrativas e pecuniárias, se necessárias; (vi) a atuação pelo uso racional do insumo para a preservação do meio ambiente; (vii) a regulação e a fiscalização do acesso à capacidade dos gasodutos; (viii) o registro dos contratos celebrados entre os agentes de mercado (transporte, interconexão e contratos de comercialização).

Após mais de uma década, em 2009, a Lei 11.909, a Lei do Gás, disciplinou as atividades de que trata o art. 177 da Constituição Federal e alterou a Lei do Petróleo. A Lei do Gás é composta por 60 artigos, distribuídos entre os seguintes capítulos: I – Disposições Preliminares, II – Transporte de Gás natural; III – Importação e Exportação de Gás natural; IV – Da Estocagem e do Acondicionamento de Gás natural; V – Dos Gasodutos de Escoamento da Produção e das Instalações de Processamento, Tratamento, Liquefação e Regaseificação de Gás natural; VI – Da Distribuição e Comercialização do Gás natural; VII – Da Contingência no Suprimento de Gás natural; VIII – Disposições Finais e Transitórias.

Pertinente mencionar que a Lei do Gás determinou expressamente as atividades econômicas relacionadas ao gás natural descritas no ditame legal, com exceção dos serviços locais, sendo exercidas por empresa ou consórcio de empresas, constituídas sob as leis brasileiras e com sede no

território nacional, mediante autorização ou concessão, por conta e risco do(s) empreendedor(es), cabendo à União apenas função fiscalizatória.

Em 2010, o Decreto nº 7.382/2010 atribuiu à EPE a responsabilidade de realizar estudos sobre a possibilidade de expansão da infraestrutura brasileira de transporte de gás natural, sob aspectos técnicos, principalmente em relação à demanda, além de econômicos e socioambientais. No ano seguinte, a Resolução ANP nº 52/2011 regulamentou a autorização para a prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União. Para tanto, foram determinados os requisitos para a obtenção da autorização com a ANP para comercialização do combustível, além da conceituação das figuras do autoprodutor, do autoimportador e do consumidor livre (NEGREIROS, 2013; TEIXEIRA E COSTA, 2016).

Desde então, a previsão legal sobre a comercialização de gás natural ficou restrita a tais dispositivos legais.

2.1.3 As propostas de aprimoramento regulatório do mercado de gás natural

No ano de 2016, a iniciativa do “Gás para Crescer”, coordenada pelo MME marcou a retomada das discussões sobre a necessidade de se ampliar a participação do gás natural na matriz energética do Brasil. Para tanto, em 14 de dezembro daquele ano, por meio da Resolução CNPE nº 10, houve a instituição do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural (CT-GN), dividido em oito subcomitês temáticos, que após diversas discussões, inclusive com a sociedade, apresentaram propostas para o aprimoramento do mercado de gás natural (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016).

Deste trabalho, resultou o texto de Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013, protocolado em 21/11/2017 pelo relator, deputado Marcus Vicente (PP-ES), cuja redação acabou sendo modificada em dezembro de 2017. O texto final do projeto foi encaminhado somente em abril de 2018 à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e aguarda votação. Cabe observar que, entre os principais assuntos descritos no substitutivo, estão:

a regulação do preço do gás no *upstream*; a criação de um mercado secundário de gás; a redução a zero da alíquota do PIS/COFINS sobre gás; a criação do Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural (ONGÁS); e a definição do papel do Executivo federal na política nacional de gás, além de alterar a Lei de Gás abrindo as redes de gasodutos a terceiros e pondo fim à verticalização (COSTA, H. K. M; TOMÉ, F. M. C, & SILVA, I. M. M, 2019, p. 27).

No ano de 2019, houve a retomada das discussões sobre o desenvolvimento do mercado de gás natural e o lançamento do projeto intitulado “Novo Mercado de Gás”, adicionando às premissas

anteriormente estudadas novas considerações entendidas como necessárias ao fomento da indústria. Neste contexto, para que seja estabelecido um mercado de gás dinâmico e competitivo, foi criado um comitê coordenado pelo MME, em conjunto com ANP, a EPE e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), em que foram avaliados os principais desafios vislumbrados.

Na opinião de Adriano Pires (2019, p. 8),

o projeto do governo (MME – Ministério de Minas e Energia / ME – Ministério da Economia) para a abertura do mercado de gás natural - Novo Mercado de Gás consiste em uma série de ações que tem o objetivo proclamado de quebrar monopólios, da Petrobras na produção e comercialização do combustível, e na distribuição do gás canalizado dentro dos estados (como se fosse possível dar fim ao monopólio natural das distribuidoras), e com isso reduzir drasticamente os preços do gás natural para o consumidor final.

Hirdan Costa (2009, p. 148) menciona que

o mercado de gás natural brasileiro apresenta características marcantes relacionadas, principalmente, à forte presença e ao poder de mercado da Petrobrás, que é a principal financiadora de projetos em infraestrutura de transporte [herança institucional].

Nos termos da Resolução do CNPE 16/2019, objetiva-se a adoção das medidas que permitam o acesso negociado às infraestruturas essenciais, com o estabelecimento de regras de acesso com diretrizes da ANP, além da possibilidade de arbitramento em situações de conflito; a redução da concentração na oferta pelo agente dominante, com a adoção de programa com limites progressivos à participação da Petrobras no mercado; a desverticalização das atividades, por meio da venda de ativos de transporte pelo agente dominante; a liberação da capacidade; a maior transparência nos contratos de compra e venda, com a divulgação do teor de tais documentos e o aperfeiçoamento da regulação estadual, por meio de incentivos aos Estados para a adoção de boas práticas regulatórias, com a separação entre comercialização e distribuição.

Cabe observar que, nos artigos 2º e 3º da Resolução do CNPE 16/2019, é descrita a forma por meio da qual a transição para o mercado concorrencial de gás natural deve ser realizada. Percebe-se o enfoque no aumento da eficiência na operação e a competitividade entre os players do mercado, especialmente na transparência das negociações, e “a precificação adequada no fornecimento de gás natural por segmento de usuários” (VI, art. 2º)

Necessário transcrever o art. 4º da Resolução do CNPE 16/2019, que pormenoriza questões essenciais à transição de modelo, considerando a oferta de gás natural e o sistema de entradas e saídas:

Art. 4º A transição para um mercado concorrencial de gás natural observará:

I - Oferta de capacidade disponível de transporte;

II - Critério de autonomia e independência dos transportadores (com a implementação do modelo de desverticalização do transporte);

III - organização do sistema de transporte por meio dos códigos comuns de rede;

IV - Elaboração de códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL;

V - Implementação de áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de

comercialização e publicação de contratos de transporte padronizados; e

VI - Implantação de programas de liberação de gás natural para redução de concentração do mercado.

§ 1º Os incisos I a V serão implementados conforme regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis - ANP.

§ 2º O inciso VI será implementado sob a supervisão da ANP, em conjunto com a autoridade de defesa da concorrência.

Da mesma forma, no art. 5º, da Resolução do CNPE 16/2019, são descritas recomendações aos Estados e ao Distrito Federal para que seja possível viabilizar o desenvolvimento do mercado de gás natural:

Art. 5º Recomendar que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os Estados e o Distrito Federal a adotarem as seguintes medidas:

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

§ 1º Na privatização de que trata o inciso III, incentiva-se que os Estados e Distrito Federal avaliem a oportunidade e conveniência de definição de novo contrato de concessão, que considere as diretrizes que trata o inciso I.

§ 2º Recomendar ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério da Economia, à ANP e à Empresa de Pesquisa Energética - EPE que se articulem para promover o apoio de treinamento e capacitação das agências reguladoras estaduais nas matérias de que trata os incisos I e II.

Segundo a projeção da EPE, descrita no Documento de Apoio ao Plano Nacional de Energia - PNE 2050, “no horizonte até 2050, a trajetória do preço do gás natural no Brasil oscilará em função de alguns fatores como (i) o aumento da competitividade com combustíveis substitutos; (ii) a competição entre agentes; (iii) a monetização do gás natural associado; e (iv) o balanço entre demanda e oferta (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Como detalha Solange David (2019, p.87),

quase dez anos da Lei do Gás (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009), somente em 2019 foram adotadas duas resoluções pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, com

a finalidade de promover a concorrência no mercado de gás natural no Brasil e estabelecer diretrizes, princípios e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência e à abertura do mercado.

Vale enaltecer que se trata de um processo de transição em que há a necessidade da integração entre os diversos integrantes do mercado. Para tanto, indispensável que tanto o respeito aos contratos já firmados quanto a governança das instituições sejam priorizados. Conforme estabelece o art. 8º da Resolução do CNPE 16/2019,

o Ministério de Minas e Energia, em articulação com o Ministério da Economia, a ANP, a EPE e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, monitore a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, devendo propor medidas adicionais e complementares ao CNPE, caso necessário.

Por conseguinte, no dia 23 de outubro de 2019, foi aprovado o parecer ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013 pela Comissão de Minas e Energia, que dispõe sobre medidas para fomentar a indústria de gás natural, especialmente relacionadas à metodologia de precificação do gás natural, à redução de alíquotas de contribuição para o PIS/Pasep e Cofins incidentes sobre a importação do hidrocarboneto. O projeto também altera a Lei nº 11.909/2009 e descreve a figura do Operador do sistema Nacional de Transporte de Gás natural (Ongás), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e pelo controle da operação da movimentação de transporte de gás natural⁴.

2.2 O ambiente de contratação livre de gás natural no Estado de São Paulo

2.2.1 Os agentes participantes do mercado de gás natural canalizado

Podem participar do mercado regulado de gás natural as pessoas físicas ou jurídicas, de direito público ou privado, denominadas como “usuários”⁵, que utilizem os serviços de distribuição de gás prestados pela concessionária e que assumam a responsabilidade pelo pagamento da quantidade de gás consumida, além das demais obrigações legais, regulamentares e contratuais.

Podem participar do mercado livre de gás natural o usuário livre, o autoprodutor, o autoimportador e o comercializador. O usuário livre é o consumidor não residencial e não comercial, em condições de celebrar contrato de compra e venda de gás e contrato de uso da rede de distribuição (art. 1º, XV, da Deliberação ARSESP nº 231/2011).

⁴ Cabe salientar que, atualmente, o texto do referido projeto de lei aguarda pelo parecer do relator na Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços, da Câmara dos Deputados, conforme informação disponível no site da Câmara dos Deputados, consultado em 03 de março de 2020 (<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>)

⁵ Os usuários são classificados como por classe de volume mensal.

O autoprodutor é o agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (art. 1º, XXXII da Lei nº 11.909/2009 e Decreto Federal nº 7.382/2010). O autoimportador é o agente autorizado pela Arsesp à importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (art. 1º, XXXIII, da Lei nº 11.909/2009 e Decreto Federal nº 7.382/2010).

O comercializador de gás natural é a pessoa jurídica autorizada pela ANP e pela Arsesp, por prazo determinado e em caráter precário, a adquirir e vender gás canalizado, de acordo com a legislação vigente, aos usuários livres. A ele é assegurada a possibilidade de contratar livremente a compra e a venda de gás canalizado, respectivamente, com agentes supridores e usuários livres, podendo negociar os preços e as demais condições comerciais do gás canalizado em qualquer localidade do Estado de São Paulo. Para tanto, o comercializador deve garantir, para cada transação, a disponibilidade do gás canalizado ao usuário livre, sendo indispensável o cumprimento dos prazos e dos quantitativos negociados entre as partes (Deliberação ARSESP nº 231/2011).

2.2.2 Arcabouço regulatório

Cabe ao Estado de São Paulo, diretamente ou mediante concessão, explorar os serviços públicos⁶ locais de gás canalizado em seu território (art. 25º, parágrafo 2º, da CF/1988 – alterado pela Emenda Constitucional 05/1995 – e art. 122, parágrafo único, da Constituição do Estado de São Paulo), cujas atividades são disciplinadas pelo Decreto Estadual nº 43.889, que, em 1999, aprovou o “regulamento de concessão e permissão da prestação de serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado”.

Seguindo as previsões legais, foram firmados três contratos de concessão de prestação do serviço público de distribuição de gás natural canalizado entre o Estado e diferentes concessionários, quais sejam: a Companhia de Gás de São Paulo (Comgás); a Gás Brasileiro Distribuidora S/A (GBD); e a Naturgy. Vale salientar que a Comgás é responsável pelo atendimento de 88 municípios e possui 23 City Gates em operação. Já a GBD é responsável pelo atendimento de 18 municípios e possui sete Gates em operação. E, por fim, a Naturgy é responsável pelo atendimento de 18 municípios e possui quatro City Gates em operação, conforme figura 1:

Figura 1– Mapa das áreas de concessão de distribuição de gás canalizado

⁶Serviço público é qualquer “atividade realizada pelo Estado ou por delegatários do poder público em razão de amplo entendimento de que se trata de setor afeto ao interesse público, cuja fruição direta pela coletividade é encarada como fundamental para o desenvolvimento socioeconômico” (COSTA, 2006, p. 22)

Fonte: Arsesp

Em linhas gerais, nos três contratos de concessão são previstos o prazo de vigência da concessão⁷, as condições de prestação dos serviços, que deve ocorrer de forma regular, contínua e eficiente, conforme estipula o art. 7^a, da Lei nº 8.987/95. São estabelecidos os parâmetros de qualidade dos serviços, bem como as penalidades em caso de descumprimento de obrigações pelos concessionários. Nestes documentos, há metas de expansão das redes e de investimentos e é reafirmada a possibilidade de fiscalização do cumprimento das obrigações pelo poder concedente, conforme previsão legal.

No âmbito da distribuição de gás canalizado, especialmente em relação à remuneração a ser paga aos concessionários, observa-se que ocorre mediante o pagamento de tarifas, cuja metodologia de cálculo é estipulada contratualmente. Há ainda a previsão de complementação da receita, em caso de necessidade da manutenção da modicidade tarifária e a aferição inicial do equilíbrio econômico-financeiro, com o uso de outras fontes, desde que constem nos contratos.

Houve o comprometimento “à abertura da comercialização de gás natural para os usuários”, de forma restritiva aos industriais, e os grandes consumidores, incluindo os termoeletrônicos e de cogeração (COSTA, 2006, p. 15), que reflete a previsão legal do Decreto nº 43.889, de 10.03.1999, em que o Estado de São Paulo estabeleceu a possibilidade de um livre acesso à rede de distribuição

⁷ O Contrato de concessão firmado com a Comgás vigorará até 30/05/2029, podendo ser prorrogado por 20 anos. O Contrato de concessão firmado com a GBD vigorará até 10/12/2029, podendo ser prorrogado por 20 anos. O Contrato de concessão firmado com a Naturgy vigorará até 30/05/2030, podendo ser prorrogado por 20 anos.

de gás natural, a fim de estimular a concorrência no setor⁸, após o término do período de exclusividade estabelecido com cada uma das concessionárias.

Neste contexto, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Arsesp), autarquia de regime especial⁹, com personalidade de direito público, vinculada à Secretaria de Estado de Saneamento e Energia, é responsável por regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado, os serviços de gás canalizado e de saneamento básico de titularidade estadual, preservadas as competências e as prerrogativas municipais.

Entre as competências desta autarquia, constam a execução de políticas e normas setoriais, o estabelecimento de normas técnicas e procedimentos de prestação de serviços pelos concessionários, a proteção dos interesses e dos direitos dos usuários, a verificação do cumprimento das obrigações dispostas no contrato de concessão (art. 6º, da Lei Complementar nº 1025/2007), além do incentivo ao desenvolvimento da indústria de gás, no sentido de promover a ampliação do uso deste energético com competitividade e eficiência.

Tendo em vista o disposto no item 3.1 – Abertura da Atividade de Comercialização e o Processo de Revisão Tarifária – constante da Nota Técnica Nº RTM/02/2009, Metodologia Detalhada para o Processo de Revisão Tarifária das Concessionárias de Gás Canalizado do Estado de São Paulo, e no item 4.4 da Nota Técnica Final nº GNSPS/07/2010, no ano de 2011, a Arsesp promulgou as Deliberações nº 230 e nº 231, que disciplinaram as previsões já trazidas no Decreto 43.889/1999.

Na Deliberação nº 231/2011, da Arsesp, há a detalhamento sobre o mercado regulado¹⁰ e o mercado livre de comercialização de gás natural canalizado. Neste diploma legal, são estabelecidas as condições da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado pelas concessionárias aos usuários livres, autoimportadores e autoprodutores (na Lei Federal nº 11.909, de 04/03/2009, e do Decreto Federal nº 7.382, de 02/12/2010).

2.2.3 Obrigações regulatórias dos agentes na ANP e na Arsesp

Nos termos da Deliberação nº 231/2011, o comercializador de gás natural canalizado, no

⁸ Hirdan Katarina de Medeiros Costa entende que a Lei do Gás favorece o acesso de terceiros ao setor de comercialização de gás, mas apresenta uma redação genérica, que torna necessária a edição de leis estaduais por cada um dos entes federativos que possam definir algumas questões essenciais como os direitos e os deveres dos comercializadores, a garantia ao livre acesso, o tratamento não discriminatório entre os usuários, a possibilidade de escolha do produtor pelo usuário separações contábeis, jurídicas e societárias de empresas comercializadoras e distribuidoras (COSTA, 2007).

⁹ O regime jurídico da Arsesp caracteriza-se por independência decisória, autonomia administrativa, orçamentária e financeira, mandato fixo e estabilidade de seus diretores e demais condições que tornem efetiva sua autonomia no âmbito da Administração Pública (Parágrafo Único, art. 1º, da Lei Complementar nº 1025/2007)

¹⁰ “Mercado de gás canalizado nas áreas de Concessão de Distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo submetidas às regras do Poder Concedente estabelecidas nos correspondentes Contratos de Concessão, sendo a prestação do serviço realizada pela concessionária sem a separação da comercialização e do serviço de distribuição.” (Art. 2º, VIII e IX, da Deliberação nº 230/2011, da Arsesp).

desempenho de suas atividades, deve utilizar boas práticas comerciais, de acordo com princípios éticos do negócio, agir com transparência, confiança comercial e de forma colaborativa, com o regulador e com a concessionária do serviço público de distribuição, especialmente durante as emergências, na provisão do serviço. Não se permite a adoção de ações anticompetitivas, bem como o compartilhamento de informações confidenciais dos usuários livres a terceiros. É incentivada ainda a cooperação do comercializador na promoção das políticas de eficiência energética do País.

O comercializador deve respeitar a legislação vigente, sendo imprescindível o cumprimento das disposições estabelecidas na autorização de comercialização outorgada pela Arsesp, sob pena da cassação deste documento. Por exemplo, o comercializador deve apresentar à Arsesp as cópias dos contratos de compra e venda de gás e contratos junto a agentes supridores, em até 30 dias contados da data da celebração. No período de cinco anos, o comercializador deve manter toda a documentação relativa aos contratos celebrados com agentes supridores e usuários livres, especialmente aqueles em que estejam contemplados os registros de consumos medidos de cada usuário livre. Além disso, é indispensável ao comercializador a manutenção dos atualizados registros de representantes comerciais, clientes, reclamações e queixas dos clientes, para que seja possível a fiscalização das atividades pela Arsesp.

De forma obrigatória, no ambiente livre, são firmados dois tipos de contratos, o de uso da rede de distribuição (CUSD) e o de compra e venda de gás natural (CCVGN).

O CUSD é um acordo de vontades celebrado entre a concessionária e o usuário livre, o autoprodutor ou o autoimportador para a prestação de serviço de distribuição, que consiste na movimentação de quantidades de gás canalizado dos pontos de recepção aos pontos de entrega (art. 3º, da Deliberação nº 231/2011, da Arsesp). Por se tratar de um contrato regulado, há a obrigatoriedade da adoção de cláusulas que prevejam minimamente as condições da contratação: (i) partes contratantes; (ii) local da unidade usuária; (iii) data de início do fornecimento do gás natural; (iv) prazo de vigência do CUSD (compatível com os contratos de compra e venda de gás); (v) ponto de recepção¹¹ (cujas características físicas devem ser observadas pelo comercializador); (vi) Ponto de Entrega¹² (cuja qualidade deve ser garantida pela concessionária); (vii) capacidade contratada¹³; (viii) flexibilidade e mecanismos de compensação para equalizar desvios em nominações; (ix) características do gás (como temperatura e pressão); (x) volume de gás (mensal, diário, nominado

¹¹ Local físico onde ocorre a transferência do gás canalizado para a concessionária.

¹² Local de entrega do gás, caracterizado como o limite de responsabilidade dos serviços de distribuição, a partir da última válvula de bloqueio de saída do conjunto de regulação e medição.

¹³ É a capacidade que a concessionária deve reservar em seu sistema de distribuição para movimentação de quantidades de gás canalizado contratadas pelo usuário livre junto ao comercializador e disponibilizadas à concessionária no ponto de recepção, para movimentação até o ponto de entrega, expressa em metros cúbicos por dia, nas condições de referência, conforme estabelecido no contrato de uso da rede de distribuição.

como usuário no mercado livre e *take or pay*, quando aplicável); (xi) critério de medição; (xii) remuneração; (xiii) regras de faturamento e pagamento pelos serviços de distribuição; (xiv) critérios de reajuste dos encargos fiscais; (xv) sujeição à regulamentação da Arsesp; (xvi) penalidades em caso de atraso de faturas; erro de nominação¹⁴ e retirada em desacordo com o CUSD; (xvii) condicionamento da validade jurídica ao CUSD à homologação do documento pela Arsesp (art. 8º, da Deliberação nº 231/2011, da Arsesp).

Cabe descrever os principais direitos dos usuários livres, autoimportadores e autoprodutores na relação jurídica, como (i) receber os serviços de gás canalizado na classe de pressão e demais padrões de qualidade estabelecidos; (ii) receber informações necessárias ao exercício de suas funções; e (iii) receber a fatura com antecedência mínima de cinco dias da data do vencimento.

Os principais deveres dos usuários livres, autoimportadores e autoprodutores, como (i) atender aos requisitos técnicos e permitir a instalação de equipamentos de medição; (ii) obter e utilizar os serviços de distribuição respeitando as normas da Arsesp; (iii) contribuir para o funcionamento do mercado, por meio da adoção de boas práticas; (iv) pagar as faturas; (v) prestar todas as informações, sempre que demandados; (vi) responder por todas as obrigações relativas à utilização dos serviços, exceto nos casos de sucessão industrial ou mercantil; (vii) garantir à concessionária o livre acesso às instalações; (viii) responder pelos danos de qualquer natureza promovidos nos equipamentos; e (ix) não realizar a revenda ou cessão do gás a terceiros (art. 8º, da Deliberação nº 231/2011, da Arsesp).

Às concessionárias, cabem as obrigações de (i) responder pela conexão, ligação do gás e suspensão do serviço, medição e demais condições relacionadas ao serviço de distribuição; (ii) ampliar a capacidade e expandir o sistema de distribuição, desde que a solicitação seja realizada mediante a solicitação formal e fundamentada de qualquer interessado e que esta seja técnica e economicamente viável (caso seja economicamente inviável, é possível a participação financeira do interessado); (iii) interromper os serviços ou aplicar penalidades em caso de ampliação não autorizada da capacidade contratada, na hipótese se prejuízos ao sistema de distribuição; (iv) incluir cláusulas de ressarcimento nos contratos de distribuição em caso de rescisão de contrato cujo cliente tenha demandado a expansão de rede para o seu atendimento; (v) religar a unidade usuária, ainda que existam débitos não imputados aos usuários ou que não tenham decorrido de fatos originários na comercialização do gás; (vi) organizar e manter atualizado calendário das faturas; e (vii) suspender ou interromper o fornecimento, nos casos em que houver inadimplências nas faturas de serviço de distribuição, de comercialização ou no mercado regulado (art. 8º, da Deliberação nº 231/2011, da Arsesp).

¹⁴Nominação é a informação a ser disponibilizada à concessionária sobre a quantidade diária de gás canalizado a ser recebida e/ou entregue, respectivamente, em cada ponto de recepção e cada ponto de entrega.

A remuneração deste serviço às concessionárias é realizada mediante o pagamento de Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)¹⁵, cujo cálculo é feito com base na margem de distribuição.

Já o contrato CCVGN trata de acordo de vontades celebrado entre o comercializador e o usuário livre, objetivando a comercialização do gás natural, remunerado mediante o pagamento de valores estabelecidos entre as partes para a remuneração da molécula.

2.2.4 Tributos incidentes

A Constituição Federal, em seu artigo 155, II, estabelece a competência dos Estados e do Distrito Federal para a instituição do ICMS, que é o imposto relacionado às operações relativas à circulação de mercadorias, como o gás natural. Por se tratar de um imposto não cumulativo, cada contribuinte deve arcar apenas com o valor decorrente da parcela de valor que agregou à mercadoria (Art. 155, § 2º, I), sendo aplicável a substituição tributária no decorrer da cadeia de valor (Art. 150, §7º, da CF).

Ainda, a Lei Complementar nº 87/1996 determina como fato gerador do ICMS a transferência de propriedade do bem ou do serviço e, em seu artigo 13º, apresenta a base de cálculo do ICMS como o valor da operação no momento da saída da mercadoria. A base de cálculo da substituição tributária do ICMS relacionado ao gás natural pode ser estabelecida considerando o preço médio ponderado ao consumidor final (PMPF) ou a margem do valor agregado (MVA). A opção fica a exclusivo critério do Estado.

Segundo entendimento de Adriano Pires (2019, p. 11), apesar de não se tratar de condição impeditiva à abertura do mercado livre de gás natural, a questão tributária apresenta relevante importância para a viabilização econômica das transações.

2.2.5 Dados do ambiente de contratação livre de gás natural canalizado no Estado de São Paulo

¹⁵ Na Nota Técnica F.030-2019, de 22 de maio de 2019, que dispõe sobre os resultados do cálculo da Margem Máxima, do Fator X e da Estrutura Tarifária produzidos pela Arsesp para a 4ª Revisão Tarifária Ordinária (4ª RTO) da Companhia de Gás de São Paulo – Comgás, a agência reguladora estabeleceu, ao calcular a TUSD, que para aqueles clientes que passem a ser usuários livres, aplique-se uma dedução de 9% sobre a Margem Máxima de distribuição vigente a partir da migração, essa dedução corresponde ao encargo de comercialidade que a concessionária deixa de arcar.

Na perspectiva do secretário de Infraestrutura e Meio Ambiente, Marcos Rodrigues Penido (2019):¹⁶ “o arcabouço regulatório do Estado de São Paulo pode ser considerado maduro em relação aos demais estados da federação”. Para ele, “a regulação do Estado de São Paulo é adequada e moderna”, já que, em 1999, houve a concessão da prestação dos serviços de distribuição de gás natural canalizado, com a divisão em três áreas distintas, outorgadas para três diferentes empresas. Relatou ainda que, desde o ano de 2011, as Deliberações nº 230 e 231, da Arsesp, já têm previstas as principais condições relacionadas ao mercado livre de comercialização de gás natural, considerando as definições de comercializador livre, autoprodutor e autoimportador.

O secretário considerou, ainda, que, no Estado de São Paulo, são adotadas excelentes práticas regulatórias, que em muito superam as disposições da RES CNPE nº 16/2019, cuja fiscalização é realizada de forma satisfatória pela Arsesp¹⁷ que, segundo ele, desempenha suas tarefas com grande transparência.

No mesmo workshop, Zevi Kann (2019) corroborou o entendimento anterior do secretário, em sua apresentação no Workshop e detalhou o atendimento às boas práticas desde 2000, considerando a existência (i) de restrição às concessionárias no Estado de São em fornecerem gás natural às empresas a elas vinculadas, em percentual superior a 30% do volume adquirido; (ii) do impedimento em relação à atuação das concessionárias de gás natural em atividades termelétricas; (iii) da obrigatoriedade da aprovação pela Arsesp de todos os contratos de compra e venda de gás natural em ambiente de contratação livre e de aquisição de gás natural e de transporte, além dos contratos de fornecimento de grandes usuários, cujo consumo seja superior a 500 mil metros cúbicos por mês; (iv) da proibição em relação à celebração de contratos que sejam considerados como privilegiados, ou seja, que apresentem valores diferenciados a contratantes específicos; (v) da necessidade da aprovação prévia de todos os contratos de aquisição de gás natural e de transporte pela Arsesp; (vi) da limitação do repasse de preços excessivos aos consumidores e o impedimento do repasse de obrigações contratuais que estipulem “*take or pay*” ou “*ship or pay*” às tarifas; (vii) do estabelecimento de obrigações relativas à concretização de investimentos em infraestrutura (expansão da rede de distribuição e modernização do sistema – redes, medidores, conexões), ao cumprimento de projetos de manutenção na qualidade do atendimento à população, além de se estipular a repartição com ganhos de eficiência obtidos quando das implementações impostas; (ix) do livre acesso aos consumidores livres ao sistema de distribuição de gás natural, mediante o pagamento de tarifa pertinente.

¹⁶ 2º Workshop Petróleo e Gás – Desenvolvimento do Novo Mercado de Gás natural, promovido pelo Instituto de Engenharia, da Universidade de São Paulo (USP), no dia 14 de outubro de 2019.

¹⁷ A Arsesp é uma autarquia de regime especial, vinculada à Secretaria de Governo do Estado de São Paulo, criada pela Lei Complementar nº 1.025, de 07 de dezembro de 2007 e, posteriormente, regulamentada pelo Decreto nº 52.455, de 7 de dezembro de 2007.

Zevi Kann (2019) explicitou que, no modelo paulista, não haverá risco ao *by pass* físico das distribuidoras com a viabilização do mercado livre de gás natural canalizado, visto que todos os consumidores, obrigatoriamente, realizarão o pagamento mensal da TUSD. Advertiu também que o modelo tarifário do Estado de São Paulo é mais completo e complexo do que o proposto na RES nº16/2019, por fomentar o desenvolvimento do setor de gás natural, especialmente em relação à constante melhoria das instalações, considerando indicadores de qualidade presentes nos contratos de concessão. Neste sentido, o especialista citou que, no Estado de São Paulo, as concessionárias são obrigadas a comprovar a realização de investimentos, sob pena de diminuição da tarifa no momento de sua revisão, realizada a cada cinco anos. Por fim, Zevi (2019) afirmou que “somente a concorrência na oferta de gás poderá trazer reduções no preço, permitindo a competitividade em amplos mercados ainda não explorados”.

Já Paula Campos (2019) mencionou a existência de 14 comercializadoras autorizadas para a realização da atividade de compra e venda de gás natural canalizado, mas sem atividades registradas até o momento, pela ausência da disponibilidade da molécula de gás natural. A especialista ressaltou a importância do controle ativo do Estado no mercado de gás natural canalizado, por existirem especificidades relativas ao gás natural, especialmente em relação à segurança do suprimento dos usuários, que diferem do mercado de energia elétrica.

Augusto Salomon entende que (2019, p. 18):

o fator que eleva o preço do gás no Brasil é, basicamente, a falta de concorrência na oferta da molécula e no transporte. Hoje, de cada real desembolsado por uma indústria pelo metro cúbico de gás em São Paulo, por exemplo, 58% são destinados ao custo com a molécula e o transporte do gás, outros 24% equivalem à carga tributária e apenas 18% correspondem à margem bruta de distribuição com a qual as concessionárias arcam com a operação e os investimentos em tecnologia e expansão da rede. A média nacional é próxima desses percentuais. Não é justo, portanto, culpar as distribuidoras pelo custo do gás.

Neste contexto, observa-se que a falta da molécula pode ser considerada a principal causa para a falta de atividades no setor de gás natural, mesmo em Estados como São Paulo, em que a legislação é moderna e já reflete as perspectivas do governo federal necessárias ao desenvolvimento do setor.

2.2.6 O possível funcionamento do Mercado Livre de Gás Natural Canalizado

As regras sobre a operacionalização do mercado livre de gás natural no território nacional são estabelecidas pelas disposições da Resolução ANP nº52/2011. Cabe salientar que a regulamentação envolvendo a comercialização de gás natural em ambiente livre no Estado de São Paulo segue disposto nas Deliberações nº230/2011 e nº231/2011. Neste contexto, este trabalho focará

apenas a análise comparativa entre a comercialização de gás natural a partir da normativa da Arsesp e o mercado de contratação livre de energia elétrica.

Neste Estado, compete à Arsesp a execução de políticas e de normas setoriais, o estabelecimento de normas técnicas e de procedimentos de prestação de serviços pelos concessionários, a proteção dos interesses e dos direitos dos usuários, a verificação do cumprimento das obrigações dispostas nos contratos de concessão (art. 6º, da Lei Complementar nº 1025/2007), além do incentivo ao desenvolvimento da indústria de gás, no sentido de promover a ampliação do uso deste energético com competitividade e eficiência.

Especificamente no Estado de São Paulo, objeto desta pesquisa, conforme consta na Agenda Regulatória para o biênio 2019/2020, da Arsesp, já foram iniciados os estudos sobre a possibilidade da realização de trocas de gás natural (*Swap*) entre as três áreas de concessão do Estado, no Processo Arsesp.GAS-6252-2019. Como resultado, a NT.G-0011-2019 apresentou proposta de Deliberação da Arsesp.

A iniciativa tem como principais objetivos (i) atingir a universalidade do acesso, a segurança do suprimento, a eficiência e a modicidade tarifária; (ii) melhorar o aproveitamento da oferta de gás no Estado de São Paulo, com a liberação da capacidade de transporte; (iii) diminuir as diferenças quanto à demanda e o potencial de produção de gás entre as áreas de concessão no Estado; (iv) reduzir os custos; (v) permitir a interconexão dos gasodutos de distribuição e a movimentação do gás no “Ramal Subida da Serra”, proveniente das bacias do Pré-Sal e Pós-Sal e, por fim (vi) permitir o aproveitamento do potencial de biometano gerado pelas usinas sucroalcooleiras paulistas.

Cumprе esclarecer a existência de dois tipos diferentes de swaps: o swap operacional e o swap comercial. No primeiro, a ser adotado no Estado de São Paulo, o acordo é realizado entre um carregador e um transportador, ou seja, não há negociação entre carregadores. Neste caso, a entrega do gás natural é virtual em contra fluxo, visto que inexistem ativos de infraestrutura comuns ou interconectados fisicamente entre os envolvidos. Pode ser classificado como Swap Operacional de Localização¹⁸ e Swap Operacional de Periodicidade¹⁹. No segundo, os carregadores negociam entre si a troca de usuários para efeito da entrega física do gás natural, já que os usuários estão conectados em redes diferentes dos produtores que fornecem a molécula. Não existe infraestrutura de rede entre o fornecedor e o usuário que adquiriu a molécula.

Para a viabilização do Swap, nos termos da NT.G-0011-2019, será necessária a assinatura dos seguintes documentos pelas partes:

¹⁸ Duas operações iguais em sentido de fluxo contrário que ocorrem em dois pontos diferentes de entrega.

¹⁹ Duas operações iguais em sentido de fluxo contrário que ocorrem em um mesmo ponto de entrega em diferentes períodos.

- (i) Carta de intenção do uso do sistema de distribuição para a troca de gás ou carta de intenção: Documento enviado pelo Interessado à concessionária que formaliza intenção de utilizar do sistema de distribuição mediante o pagamento de tarifa de swap. Contém a modalidade do serviço de distribuição, o período e a capacidade necessária;
- (ii) Proposta de Swap: Resposta da concessionária à carta de intenção enviada pelo interessado, contemplando as condições tarifárias e não tarifárias;
- (iii) Contrato de Uso do sistema de Distribuição para a Troca de Gás: Contrato assinado entre a concessionária e o usuário livre para a o uso do sistema de distribuição visando a troca de gás. Documento similar ao CUSD do setor elétrico (partes, tipo de gás, custos e penalidades em caso de reprogramação, inadimplência, ressarcimento em caso de retirada a maior).
- (iv) Contrato de Compra e Venda de Gás com Swap: Contrato que formaliza a troca de gás, assinado por quatro partes (duas concessionárias e dois carregadores).

Segundo a mencionada NT.G-0011-2019, será necessário um sistema de interface entre as concessionárias para informações referentes às programações envolvidas no swap, além de apoiá-las na resposta à carta de intenção da troca de gás, a partir da:

- (i) Programação (informação a ser disponibilizada à concessionária sobre a quantidade de gás a ser entregue no ponto de recepção);
- (ii) Desbalanceamento (diferença entre os volumes contratados e os volumes efetivamente entregues na troca de gás nas áreas de concessão).
- (iii) Solicitação pública coordenada para troca de gás (verificação sobre a possibilidade de interconexão de gasodutos de distribuição entre as concessionárias);
- (iv) Assinatura de acordo de interconexão (instrumento que estabeleça a cooperação operacional entre as distribuidoras para a interconexão dos gasodutos de distribuição, a partir de solicitação de interessados)

Nos termos da NT.G-0011-2019, para a realização de tal interface, a Arsesp verificará a possibilidade de criar uma unidade de gestão, custeada pelas tarifas do swap. Neste contexto, estuda-se a possibilidade da assunção de tais atividades pela CCEE, considerando a semelhança entre as atividades desempenhas pela câmara no setor elétrico e aquelas necessárias à viabilização das trocas operacionais de gás natural no Estado de São Paulo.

3 O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

3.1 Panorama geral do mercado de energia elétrica no Brasil

3.1.1 A cadeia de energia elétrica

Os serviços de energia elétrica que compõem a cadeia de valor da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) integram a competência da União, na forma do item XII, alínea b, do art. 21 da Constituição Federal e “compreendem as fases de geração, transmissão e distribuição, exploradas diretamente, ou objeto de concessões, permissões e autorizações a particulares, com uso dos recursos hídricos federais” (TACITO, 2005, p. 183). A esses serviços é acrescentada a atividade de comercialização de energia elétrica. Tais atividades demandam um forte grau de coordenação entre si, que é estabelecida pela ANEEL, de forma geral, no desempenho de suas funções. Passa-se à análise de cada uma dessas atividades que integram a referida cadeia de valor.

3.1.1.1 A geração de energia elétrica

O primeiro segmento da cadeia de energia é o da geração, “composto pelas usinas que transformam qualquer energia dispersa, no ambiente ou não, em energia elétrica” (CORRÊA, 2001, p. 300). Tais usinas podem ser termelétricas, eólicas, hidrelétricas e fotovoltaicas.

Esclarece Solange David (2013) que o segmento foi sendo desenvolvido considerando as alterações legislativas e regulatórias estipuladas no País. Em uma primeira fase, relativa ao desenvolvimento local, a geração de energia elétrica se concentrava, basicamente, na atuação dos particulares. A partir de 1934, a geração de energia passou a ser vista como assunto de interesse nacional e público, ocasionando a federalização destas atividades. A partir da promulgação da Constituição Federal em 1988, as atividades de geração de energia elétrica passaram a ser desempenhadas tanto pelo Estado quanto pelos particulares, de forma organizada e planejada, com vistas à maior eficiência e à segurança no suprimento de energia à população (DAVID, 2013).

Com a exceção de geração de energia elétrica gerada a partir de fonte nuclear, cuja atividade se configura como monopólio exclusivo da União e de seus órgãos (art. 21, XXIII e art. 177, V, Constituição Federal), a geração de energia elétrica no País pode ser classificada a partir do regime jurídico adotado pelo legislador, da fonte de energia, do tipo de outorga concedida pelo poder público aos particulares, da potência e da capacidade instalada dos empreendimentos (Leis nº9.074/94, Lei nº 9.427/96, no Decreto 5.163/2004 e na RES nº 390/ANEEL).

Observa-se a possibilidade da adoção de regimes jurídicos de serviço público, de produção independente e de autoprodução, detalhados no item 3.2.1, a seguir, a partir do uso de diversas fontes como a hidráulica, a térmica, a biomassa, a solar, a eólica, entre outros. Segundo o BEN 2019, a oferta interna de energia elétrica atingiu 601.396 TWh. Deste montante, cabe ressaltar que 83% da geração de energia elétrica advém de fontes renováveis, conforme tabela a seguir (Tabela 2):

Tabela 2 – Geração elétrica por fonte

FONTE	2018	%
Hidrelétrica	388.971	66,6%
Gás Natural	54.622	8,6%
Biomassa (lenha, bagaço de cama, biodiesel e lixo)	52.267	8,5%
Derivados do Petróleo (óleos diesel e combustível)	9.293	7,6%
Nuclear	15.674	3,2%
Carvão Vapor	14.204	2,5%
Eólica	48.475	2,4%
Solar Fotovoltaica	3.461	0,5%
Outras (fontes primárias, gás de coqueria e outras secundárias)	14.429	2,0%
Geração Total	601.396	100%

Fonte: BEN

Cabe esclarecer que a energia a ser configurada como convencional e incentivada, conforme as condições das Resoluções ANEEL nº 376/2009 e nº 247/2006, respectivamente, quais sejam:

Tabela 3 – Tipos de energia elétrica

Energia		Fontes
Incentivada	Especial	<ul style="list-style-type: none"> • Empreendimento hidroelétrico com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW. • Empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 30.000 (trinta mil) kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de PCH; • Empreendimento com base em fontes solar, eólica, ou biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW.
	Cogeração Qualificada	<ul style="list-style-type: none"> • Empreendimento enquadrado como Cogeração Qualificada.
Convencional	Especial	<ul style="list-style-type: none"> • Empreendimento hidroelétrico com potência superior a 1.000 (mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW, sem características de PCH, ou um empreendimento com base em fontes solar, eólica ou biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja superior à 30.000 (trinta mil) kW e igual ou inferior a 50.000 (cinquenta mil) kW.
		<ul style="list-style-type: none"> • Outros empreendimentos não enquadrados nos itens anteriores.

Fonte: Elaboração Própria

Também, a capacidade instalada no SIN permanece sendo incrementada anualmente, conforme previsão do gráfico abaixo do BEN 2019 (2019, p. 103). Destaque para o aumento das usinas térmicas, especialmente a partir da combustão de gás natural (Gráfico 4):

Gráfico 4 – Expansão contratada até 2019. Incremento anual de capacidade

Fonte: EPE

Segundo informações disponíveis no relatório “Oferta de Energia Elétrica – Premissas e Condicionantes no Horizonte 2050”, historicamente, a hidreletricidade tem sido mantida como a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, seja tanto pela eficiência quanto pela competitividade econômica e abundância do recurso energético. No entanto, a construção de novas

usinas, especialmente as que contam com amplos reservatórios de água, tem encontrado barreiras para a expansão, considerando as interferências socioambientais, além dos altos custos envolvidos nas construções (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Cabe observar que, desde 2002, com a instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) pela Lei nº 10.438/2002, administrado pelo MME, diversas políticas têm sido adotadas no setor de energia para que seja diminuída a dependência da fonte hídrica e ampliada a participação de outras fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, como a fonte eólica e a fonte solar fotovoltaica. Tais custos são divididos entre todos os consumidores finais atendidos pelo SIN.

Também, o desenvolvimento de novas tecnologias permite as reduções nos custos de instalação de geradores de fonte eólica ou solar fotovoltaica. Notam-se os efeitos da tecnologia no incremento da participação destas fontes na matriz elétrica, considerando as reduções nos custos marginais de operação, que refletem na formação de preços de curto prazo do mercado atacadista e o aumento da demanda por flexibilidade operativa no sistema.

Tal informação é destacada no Plano Decenal de Expansão de Energia (MME, 2019, p. 103), em que se demonstra a tendência à adoção de fontes renováveis de geração de energia elétrica, com especial destaque ao gás natural:

O Brasil tende a seguir nos próximos dez anos com uma oferta de geração de eletricidade predominantemente renovável, com cerca de 80% do parque gerador composto por usinas hidrelétricas (de grande e pequeno porte), eólicas, solares e termelétricas a biomassa. Além desses importantes recursos, a Expansão de Referência indica também a complementação termelétrica a gás natural e carvão, que será fundamental para garantir a segurança do suprimento.

Além da oferta termelétrica flexível, predominante no caso de referência, o *what if* de maior oferta de gás natural nacional, para a qual se espera um menor custo de operação, mostrou que a depender do “prêmio pela flexibilidade” opções com certos níveis de inflexibilidade podem se mostrar economicamente atrativas. É destacado, porém, que o benefício agregado por usinas com inflexibilidade é decrescente, o que exige preços cada vez menores à medida em que novas plantas inflexíveis façam parte da expansão (MME, 2019, p. 103).

Neste contexto, o cumprimento das regras determinantes à realização das atividades de geração de energia elétrica é monitorado pela ANEEL, especificamente pela Superintendência dos Serviços de Geração (SFG) que verifica, por exemplo, a efetiva produção pelo gerador ou mesmo a realização de obras nos parques. Caso sejam apurados indícios de não conformidade, são realizadas ações a distância ou mesmo presenciais pela SFG para a averiguação das informações, de forma detalhada.

Observa-se que, na hipótese de comprovado descumprimento de regras pelos geradores, passa-se à aplicação das penalidades previstas na RES nº 63/2004, da ANEEL, quais sejam: advertências, multas, embargos de obras, interdições de instalações, suspensão temporária de participação em licitações, revogação de autorização, intervenção administrativa e caducidade da

concessão ou da permissão (art. 1º, da RES nº 63/2004). De forma alternativa à imposição das mencionadas penalidades, a ANEEL pode firmar com a geradora “termo de compromisso de ajuste de conduta, visando à adequação da conduta irregular às disposições regulamentares e/ou contratuais aplicáveis” (art. 21, *caput*, da RES nº 63/2004, da ANEEL).

3.1.1.2 O transporte de energia elétrica

O segundo segmento da cadeia de energia elétrica é o transporte²⁰, configurado como um monopólio natural que se submete de maneira expressiva à regulação e se subdivide em atividades de transmissão e de distribuição de energia elétrica, consideradas “neutras, não competitivas e não comerciais” (CORRÊA, 2001, p. 305), visto serem custeadas “mediante tarifas, cujo pagamento, pelos usuários, é indispensável para viabilizar a atividade da concessionária e garantir a manutenção e a continuidade do serviço” (CALASANS JUNIOR, 1997, p. 372).

Observa-se que no Brasil há uma extensa malha de redes de transmissão²¹ e de distribuição²² de energia elétrica interligando os geradores aos centros de consumo, que são subdivididos em submercados, cuja operação é de administração do ONS, “por meio de contratos de prestação de serviços com os detentores dos ativos desta natureza” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003, p. 13), cujo acesso possibilita “a comercialização direta entre produtores e consumidores, independentemente de suas localizações no sistema elétrico, contribuindo, assim, para a redução dos custos e da modicidade de tarifas aos consumidores finais” (GANIM, 2018, p. 128).

A atividade de transmissão de energia elétrica é realizada por meio da rede básica²³ (art. 17, da Lei 9.074/1995 e do Decreto nº 1.717/1995) das instalações de transmissão destinadas às interligações internacionais (art. 21, do Decreto nº 7.246/2010) e das demais instalações de transmissão (DIT) (art. 4º, da RES nº 67/2004, da ANEEL).

Sobre o tema, resume Jader Alves de Oliveira (2017, p. 57):

²⁰ A atividade de transporte que também constitui serviço público, de responsabilidade União, nos termos do art. 21, inciso XII, letra b, da Constituição Federal, sendo realizada diretamente ou por terceiros, mediante concessão ou permissão, segundo regras específicas, definidas em contratos, subordinando-se às diretrizes gerais da Lei das Concessões (Lei 8.987/95) e da legislação específica (Código de Águas - Decreto 24.643/34; Lei 9.074/95 e Lei 9.427/96).

²¹ “A transmissão, no país, é feita em linhas de alta tensão (138kV, 230kV, 345kV, 440kV, 500kV e 750kV), em corrente alternada – CA, de 60 Hz. Há a linha C de Itaipu (600 kV em corrente contínua 0 CC, retificada a partir da importação do Paraguai que produz na sua parte binacional em Itaipu em 50 Hz)” (WITTMANN, 2014, p.58)

²² O acesso a instalações não integrantes da Rede Básica de Transmissão, com tensão inferior a 230 kV é realizado pela concessionária ou permissionária de distribuição.

²³ A RES nº 67/2004, em seu artigo 3º, define quais instalações integram a Rede Básica de Transmissão, nos seguintes termos: “Art. 3º Integram a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN as Instalações de Transmissão, definidas conforme inciso II do artigo anterior, que atendam aos seguintes critérios: I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.”

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica (RB). Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A seguir o mapa do Sistema de Transmissão Interligado extraído do site²⁴ do ONS, relativo ao mês de setembro de 2019, conforme figura 2:

Figura 2: Sistema de Transmissão setembro/2019

Fonte: ONS

Verifica-se que o modelo de concessão do serviço público de transmissão está embasado em um preço teto, qual seja, a receita anual permitida (RAP), cuja metodologia de cálculo é descrita no Submódulo 9.8, dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). De tal modo, a remuneração das concessionárias responsáveis pela prestação dos serviços de transmissão é realizada mediante o pagamento da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) pelos usuários, que é necessária à realização de “investimentos associados à construção da linha, à depreciação do equipamento e os

²⁴ <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas> Acesso em 04/11/2019.

custos de operação e manutenção, os custos de capital próprio e de terceiros, a estruturação ótima do capital” (OLIVEIRA, 2017, p. 58). A revisão da TUST é realizada a cada quatro anos pela ANEEL, considerando as condições disciplinadas na Lei nº 8.987/1995.

Ainda, às transmissoras são devidas as receitas geradas mediante a assinatura de Contratos de Conexão do Sistema de Transmissão (CCT), Contratos de Compartilhamento de Instalações (CCI) celebrados com os agentes contratantes, sendo o ONS parte interveniente em tais contratações (GANIM, 2018, p. 136).

Segundo informações apresentadas no PDE (MME, 2019, p. 115) a manutenção do sistema de transmissão de energia elétrica é indispensável, haja vista o envelhecimento das redes. Neste contexto, a realização de investimentos para a sua substituição e ampliação faz parte do planejamento do setor, sendo um grande desafio, visto que os custos são repassados às tarifas dos consumidores:

Um dos próximos desafios a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no envelhecimento do sistema de transmissão brasileiro, uma realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Há que assegurar a substituição da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade [...]. A expectativa é que os investimentos totais atinjam cerca de R\$ 103 bilhões, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 30 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira (MME, 2019, p. 115).

A Figura 3, a seguir, retrata a comparação entre o SIN existente e o planejado, considerando a perspectiva de 10 (dez) anos:

Figura 3 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional planejado – 2029

Fonte: EPE – Webmap

Da mesma forma, a atividade de distribuição da energia elétrica é realizada tanto pelas concessionárias quanto pelas permissionárias de serviço público, em regime de monopólio, aos consumidores não atendidos em rede básica. Tais empresas são responsáveis pela operação, manutenção e expansão das respectivas redes de distribuição de energia elétrica, nas áreas em que atuam (GANIM, 2018, p. 137).

Na distribuição, são estipuladas as mesmas regras sobre a liberdade do acesso às redes pelos consumidores, desde que sejam cumpridas as regras de acesso, seja este permanente ou temporário, dispostas no Módulo 3, Acesso ao sistema de Distribuição, do Prodist. Os concessionários de prestação de serviços públicos de distribuição também são remunerados mediante o pagamento de tarifas pelos consumidores.

3.1.1.3 A comercialização de energia elétrica

A comercialização²⁵ de energia elétrica ocorre entre as concessionárias e autorizadas de geração de energia elétrica e os comercializadores (os agentes vendedores²⁶) e as concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e os consumidores livres e especiais (os agentes compradores), em dois ambientes distintos, quais sejam: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia elétrica. O ACR foi definido pelo inciso I do §2º do artigo 1º do Decreto 5.163/2004 como “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”. Já o ACL foi descrito no inciso II do §2º do artigo 1º do Decreto 5.163/2004 como “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”.

No ACR, para a venda da energia elétrica, os geradores devem participar de leilões²⁷ (Lei nº 10.848 e Decreto nº 5.163/2004), que são operacionalizados pelo MME. Com vistas à manutenção do suprimento de energia elétrica, cabe às concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica o atendimento de toda a carga dos consumidores no ACR.

Pontua Erik Eduardo Rego (2012, p. 86) que

com o objetivo de garantir a transparência do processo de compra e buscar a modicidade tarifária no ambiente do ACR, a energia elétrica destinada ao suprimento do mercado das distribuidoras é adquirida por intermédio de leilões regulados pela ANEEL, exceção feita à energia proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do PROINFA, de Itaipu Binacional, e de geração distribuída – geração conectada diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora. Ressalta-se que, a ANEEL vem delegando a promoção de leilões para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Existem seis diferentes tipos de leilão²⁸, quais sejam: (i) energia nova; (ii) energia existente; (iii) energia de reserva; (iv) fontes alternativas; (v) ajuste e (vi) projetos estruturantes.

²⁵ Conforme dispõe o §1º, do art. 2º, do Dec. 5.163/2004, cabe à ANEEL o estabelecimento de normas de operacionalização da atividade de comercialização de energia elétrica, como a (i) convenção de comercialização (Resolução Normativa nº 109/2004), (ii) regras de comercialização de energia elétrica e (iii) procedimentos de comercialização de energia elétrica.

²⁶ Essencial destacar que, tanto no ACR quanto no ACL, as vendas de energia realizadas por agentes devem ser integralmente lastreadas, conforme preceitua o art. 2º, do Dec. nº 5.163/2004. No caso das geradoras de energia elétrica, o lastro deve ser constituído a partir da garantia física, oriunda de geração própria ou de terceiros, considerando o estabelecimento de contratos de compra e venda, devidamente registrados na CCEE.

²⁷ Exclusivamente nos casos de leilões federais por quantidade de energia elétrica, descritos no art. 17 da Lei 10.848/2004 e do art. 22 do Decreto nº 5.163/2004 há a possibilidade de realocação das eventuais sobras e déficits contratados no ACR (art. 29, do Dec. nº 5.163/2004). Tal sistemática é denominada Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD).

²⁸ Conforme previsão da Lei nº 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004.

Alexandre Guedes Viana (2018, p. 408) entende que “os leilões de geração têm sido utilizados para a alocação eficiente de energia, visando à modicidade tarifária e, ainda, para viabilizar a expansão da matriz energética brasileira, tornando-se um mecanismo consolidado no SEB”. Neste contexto, em síntese, para esse autor:

O ACR é caracterizado pela participação, na ponta de venda, de geradores (PIEs) e comercializadoras, sendo que as comercializadoras só podem atuar nos leilões de energia existente. Na ponta de compra estão as distribuidoras de energia elétrica, que devem atender os seus consumidores. A contratação é normalmente realizada por meio de leilões do ACR, ou por meio de chamada pública para a geração distribuída, que não pode ultrapassar de 10% da carga da distribuidora. Também são alocados às distribuidoras contratos compulsórios com regulação por custo de serviço, no qual os geradores recebem uma tarifa, tais como os mencionados CCGFs, CCENs, PROINFA e Cotas de Itaipú. Logo, os contratos do ACR são normalmente regulados quanto ao preço, montante e prazo de suprimento, sendo que só há liberdade para definição do preço no momento da competição nos leilões do ACR (VIANA, 2018, p. 408).

No ACL, a transação da energia elétrica pode ser realizada mediante a assinatura de contratos de compra e venda livremente pactuados entre as partes. Neste contexto, entende Debora Nunes Mota (2015, p. 166):

A comercialização de energia no ACL possui uma dinâmica que reflete as especificidades de cada um de seus agentes e, consequentemente, uma gestão diferenciada. Os agentes participantes desse mercado possuem práticas e condições de negociação distintas daqueles ainda no mercado regulado. No ACL toda a gestão de risco (preço, prazo, volume, contraparte) é responsabilidade do próprio agente [...].

A análise detalhada do ACL é realizada no item 3.2 – O Ambiente de Contratação Livre – deste capítulo.

3.1.2 Os principais marcos regulatórios do mercado de energia elétrica

A estruturação do setor de energia elétrica foi iniciada em 1903, com a edição da Lei nº 1.145, em que houve a previsão sobre o aproveitamento da força hidráulica para os serviços federais (art. 2º, da Lei nº 1.145/1903). Posteriormente, em 1934, com a promulgação do Código de Águas (Decreto nº 24.643/1934), houve o estabelecimento de regras relacionadas ao aproveitamento industrial da energia de fonte hídrica.

Em 1945, houve o surgimento da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), pelo Decreto Lei nº 8.031/1945. Em 1946, foi estabelecido o Plano Nacional de Eletrificação, no Projeto nº 4.277/1954. Em 1952, houve a criação do Banco Nacional de Direito Econômico (BNDE), com a

promulgação da Lei nº 1.628/1952. Em 1957, a Central Elétrica de Furnas foi autorizada a funcionar, considerando a previsão do Decreto nº 41.066/1957.

Em 1960, com a edição da Lei nº 3.782, houve a criação do MME, extinto em 1990, com a promulgação da Lei nº 8.028, que transferiu as atribuições ao Ministério da Infraestrutura, estabelecido pela mesma lei. Em 1962, registra-se a constituição da Eletrobrás (Lei nº 3.890-A/1961). Já em 1973, foi criada a Itaipu Binacional (Lei nº 5.899/1973).

Em 1988, com a promulgação da Constituição Federal, houve a previsão expressa sobre a competência privativa da União em legislar sobre energia, nos termos do inciso IV, do art. 22, da Magna Carta. Compete também à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e as instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos (art. 22, XII, “b”, da Constituição Federal).

Neste período, denominado “Modelo Antigo”, os financiamentos necessários ao desenvolvimento do setor elétrico eram realizados essencialmente com recursos públicos. Existia um monopólio de empresas estatais, que atuavam de forma simultânea e verticalizada, em todas as etapas da cadeia de energia elétrica. As contratações eram realizadas exclusivamente em ACR e todos os valores eram pagos por meio de tarifas reguladas (CRIVELIN, 2018).

Apesar da importância da intervenção estatal na referida fase de desenvolvimento do setor elétrico, especialmente em relação à ampliação da capacidade instalada do País, em 1990, ocorreu uma grave crise de abastecimento de água, acrescida da dificuldade de captação de recursos externos para o financiamento dos projetos, além das constantes alterações nas políticas que refletiram diretamente no setor elétrico e exacerbaram a preocupação sobre a necessidade de ajustes, com o enfoque no planejamento para a garantia do suprimento e do abastecimento à população (MERCEDES et al. 2015, 14).

Considerando que a competitividade da indústria brasileira está fortemente ligada à competitividade da indústria de energia, especialmente a elétrica, nas últimas décadas, houve a reestruturação deste setor com a finalidade de aumentar a eficiência geral, atingir um nível adequado de investimentos e utilizar, de forma ótima, recursos existentes. Por isso, foi iniciado um amplo processo de privatizações em áreas de infraestrutura, como a de energia elétrica. De tal modo, no âmbito do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Reseb), objetivou-se o efetivo desenvolvimento deste setor, de forma competitiva, mediante a expansão da oferta de energia elétrica (MAGALHÃES, 2009).

Em 1996, a Lei nº 9.427 disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e instituiu a ANEEL, que é uma autarquia em regime especial vinculada ao MME, por meio da qual o Estado desempenha funções relacionadas à atuação indireta na atividade econômica²⁹, como as de fiscalização, incentivo e planejamento (art. 174, da CF/88).

Para a doutrinadora Maria Sylvia Zanella Di Pietro (2017, p. 600):

Agência reguladora, em sentido amplo, seria, no direito brasileiro, qualquer órgão da Administração Direta ou entidade da Administração Indireta com função de regular a matéria específica que lhe está afeta. Se for entidade da Administração indireta, ela está sujeita ao princípio da especialidade, (conforme analisado no item 10.1.3.2), significando que cada qual exerce e é especializada na matéria que lhe foi atribuída por lei. Aliás, a ideia de especialização sempre inspirou a instituição das agências norte-americanas, como também foi uma das inspiradoras da instituição de autarquias no direito europeu-continental.

Sobre o tema, David Abdalla Pires Leal (2017, p. 23) explicita que a regulação é comumente executada pelo Poder Executivo e, apenas excepcionalmente, pelos demais Poderes (Judiciário e Legislativo). Para o autor, a regulação “se dá por meio de medidas regidas pelo Direito Administrativo, cujo segmento é denominado Direito Administrativo da Economia, lastreado sob as bases do Direito Constitucional Econômico”. O mencionado autor destaca ainda que

no atual regime constitucional federativo brasileiro, cuja maioria das competências constitucionais remanesceu na titularidade da União Federal, seja no que se refere à competência administrativa privativa (art. 21) ou à competência legislativa privativa (art. 22), a atividade regulatória da economia em diversos setores é exercida por este ente (LEAL, 2017, p. 23).

A ANEEL executa as diretrizes políticas determinadas pela União, conforme previsão estabelecida nos art. 2º e 3º, I e II, da Lei nº 9.427/96 e o art. 1º, do Decreto nº 2.335/1997:

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1o, compete à ANEEL: I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995; II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;”

“Art. 1º É constituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado, nos termos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

²⁹ A atuação do Estado na economia no Brasil também pode ser direta, para o desenvolvimento de atividades necessárias à segurança nacional ou que apresentem relevante interesse coletivo, conforme definição legal (art. 173, da CF/88) e é realizada por meio de empresas públicas e sociedades de economia mista.

Cabe à ANEEL regular as políticas e as diretrizes da União sobre os serviços públicos do setor elétrico, como a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia. Para tanto, a ANEEL realiza a regulação técnica dos serviços, ao definir padrões de qualidade da prestação destes, observadas as condições técnicas, econômicas e ambientais envolvidas. Além disso, a ANEEL realiza a regulação econômica do setor, ao estabelecer as tarifas a serem praticadas pelas empresas. A ANEEL ainda regula os Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e de eficiência energética, ao promover ações direcionadas e firmar parcerias com entes públicos e privados para a inovação tecnológica no setor elétrico (CRIVELIN, 2018).

A ANEEL também fiscaliza a atuação das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços elétricos para garantir o cumprimento tanto da legislação quanto dos contratos firmados com os entes públicos, de forma direta ou mediante convênios com órgãos estaduais, a fim de garantir a referida qualidade dos serviços (art. 3, IV, da Lei nº 9427/96). E, em caso de conflitos entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores, a ANEEL tem como função dirimir as divergências, na esfera administrativa (art. 3, VI, da Lei nº 9427/96) e, se for o caso, após a abertura de processo administrativo, aplicar penalidades à parte infratora, que variam desde advertências a intervenções administrativas ou a caducidade da concessão ou da permissão (art. 2º, da RES nº 63/2004).

David Abdalla Pires Leal (2017, p. 24) entende que a delegação das atividades de regulação às agências reguladoras oferece ao “Estado o dever, os mecanismos e a isenção necessários para o exercício de uma regulação mais independente e mais eficiente na busca por um serviço universal e contínuo, sem descurar do seu caráter econômico”.

Cabe observar ainda que, por ser uma autarquia em regime especial, a ANEEL possui autonomia financeira. Deste modo, os recursos necessários à manutenção da referida agência são gerados a partir da cobrança anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica aos concessionários, aos permissionários ou aos autorizados à exploração de atividades de geração³⁰ de energia no setor elétrico, conforme descrição prevista no artigo 12, da Lei nº 9.427/96, em valor equivalente a 0,4% (quatro décimos por cento) do valor do benefício econômico anual auferido por estes.

Além disso, a eficiência, a neutralidade e a imparcialidade são essenciais na execução das atividades da ANEEL. Por isso, a fim de evitar que condições políticas possam influenciar as atividades da autarquia, a ANEEL é dirigida por um diretor-geral e quatro diretores, em regime de colegiado, nomeados pelo presidente da república e sabatinados pelo Senado Federal, para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos (art. 4º, da Lei nº 9427/96), sendo consideradas impedidas

³⁰ Incluída a produção independente e a autoprodução de energia elétrica.

de ocupar os cargos as pessoas que mantiverem “vínculos com qualquer empresa concessionária, permissionária, autorizada, produtor independente, autoprodutor ou prestador de serviço contratado dessas empresas sob regulamentação ou fiscalização da autarquia”, conforme preceitua o *caput* do artigo 6º da mesma lei.

Além disso, para confirmar a isenção e a efetividade das ações tomadas no âmbito da ANEEL, todas as decisões passíveis de implicar “afetação de direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, mediante iniciativa de projeto de lei ou, quando possível, por via administrativa” devem ser obrigatoriamente precedidas de audiências públicas convocadas pela agência (§3º, art. 4º, da Lei nº9427/96). Tais audiências públicas objetivam debater matérias que apresentem interesse relevante à sociedade e permitir a manifestação desta por meio da apresentação de contribuições à ANEEL. As consultas públicas também são comumente utilizadas para a construção de políticas públicas de forma conjugada com a sociedade.

Ainda sobre o tema, Leal (2017, p. 67) entende que a clareza na eleição dos dirigentes da ANEEL “se revela em um mecanismo essencial e apto a garantir uma aceitação concreta e efetiva dos normativos” pelos administrados e que processo decisório participativo, precedido pela realização de audiências públicas, possibilita “uma adequação das expectativas e a máxima redução possível das frustrações que estas normas possam gerar sobre os destinatários, o que, ao fim e ao cabo, em nosso sistema, evitará a judicializações e prestigiará a moderna separação dos poderes” (LEAL, 2017, p. 67).

Por conseguinte, no ano de 1997, com a Lei nº 9.478, houve a criação da política energética nacional que enfatizou a necessidade do suprimento da energia elétrica prioritariamente a partir de fontes renováveis (ainda que, em sua maioria, apresentem características variáveis e de intermitência), mitigados os impactos ambientais e, consequentemente, as emissões dos gases que contribuem para o efeito estufa.

No ano seguinte, com a edição da Lei nº 9.648/1998, houve a criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, composto por empresas membro do MME e representantes do setor, responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, assim como pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do País, o despacho centralizado das usinas geradoras de energia elétrica, entre outros.

Em 1998, houve a promulgação da Lei nº 9.074, que alterou significativamente a regulação vigente. Naquele momento, houve a segregação e a desverticalização das atividades de geração, de transmissão, de distribuição e de comercialização de energia elétrica, com limites à coparticipação de

agentes e foram estabelecidas normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos (SAVOIA, 2009). Além disso, foram diferenciados dois ambientes de contratação de energia elétrica, quais sejam, o ACR e o ACL, conceituadas as figuras dos consumidores, dos geradores e dos comercializadores no ACL. Em 1998, com a promulgação da Lei nº 9.074, houve a criação do Mercado de Curto Prazo (MCP).

No ano de 2003, houve a publicação Resolução nº 5, de 21 de julho de 2003, pelo CNPE, que definiu as diretrizes para a realização de leilões de excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração. Neste contexto, necessário enfatizar o relevante papel desempenhado pela EPE, constituída a partir da edição da Lei nº 10.847, em 15 de março de 2004, responsável por “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética” (art. 2º). Entre muitas atribuições, cabe evidenciar a responsabilidade pela realização de estudos e projeções sobre a matriz energética do País e da elaboração do BEN, Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE), do Plano Nacional de Energia (PNE) (art. 4º).

Além disso, houve a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mantida pelos agentes do setor elétrico, sob regulação e fiscalização da ANEEL, cuja principal finalidade é viabilizar a comercialização que sejam respeitadas as regras de mercado. No âmbito do ACR, a CCEE realiza periodicamente os leilões para a contratação pelas distribuidoras de energia elétrica em volume correspondente a 100% (cem por cento) de seu mercado de atuação e administra os contratos firmados nos certames. E, na esfera do ACR e do ACL a CCEE realiza a contabilização das operações de compra e venda livremente pactuadas entre os agentes do mercado, registra os contratos formalizados e apura mensalmente as diferenças entre os montantes contratados e os efetivamente gerados ou consumidos por estes. Além disso, a CCEE calcula o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e estabelece as regras e os procedimentos necessários à realização das operações de comercialização de energia elétrica e os divulga periodicamente aos agentes do mercado (CRIVELIN, 2018).

Em 2012, com a edição da Medida Provisória nº 579, regulamentada pelo Decreto nº 7.805/2012 e, posteriormente, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, foram realizadas alterações relativas à renovação e/ou a extinção das concessões, em especial da geração de usinas hidrelétricas outorgadas anteriormente ao ano de 1995, cuja prorrogação tivesse, ou não, sido realizadas na data da publicação da MP. Segundo Solange David (2013, p. 31), naquele momento, foi determinado:

Um pacote de desoneração tarifária do setor elétrico, a qual deve ocorrer mediante: (a) a

transferência, para o consumidor, dos ganhos das amortizações e depreciações dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e nas instalações de transmissão e distribuição, cujas concessões foram outorgadas antes de 1995; e (b) a redução de encargos setoriais.

Nos termos do artigo 1º, da mencionada lei, houve a possibilidade da prorrogação das concessões de usinas hidrelétricas, por novo período de 30 anos, a título oneroso. Neste caso, o pagamento pelo Uso do Bem Público (UBP) foi revertido para a modicidade tarifária. Além disso, as concessões de geração termelétrica puderam ser prorrogadas pelo prazo de até 20 anos para a contratação como energia de reserva, conforme exclusivo critério do Estado. A Lei nº 12.783/2013 também permitiu a prorrogação das concessões tanto de transmissão quanto de distribuição (art. 6º), a redução da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) (art. 9º), o não recolhimento da Reserva Global de Reversão (RGR) a partir de 01.01.2013 (art. 9º, §4º) e a extinção do rateio do custo de consumo de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados (art. 24).

Paloma Andrade Marques (2014, p. 7) observa que a edição da MP 579/2012 e sua posterior conversão em lei submeteu o setor elétrico a um “clima de insegurança para novos investimentos devido à falta de clareza a cerca de muitas regras sancionadas, consequência do insuficiente debate com o setor privado”, já que, em sua perspectiva, a diminuição das tarifas aos consumidores finais teriam sido possível mediante a possibilidade de não renovação das concessões, ainda que fossem previstas nos contratos individuais firmados entre o Poder Público e as empresas de geração.

3.2 O Ambiente de Contratação Livre de Energia Elétrica

3.2.1 Os agentes participantes

Nos termos do art. 47-A, do Decreto nº 5.163/2004 e do Dec. Nº5.177/2004, “a contratação no ACL dar-se-á mediante operações³¹ de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários³², permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres”, no que se refere às condições negociais relativas a prazos, preços e quantidade de energia elétrica, conforme exemplificado na Tabela 4:

Tabela 4: Classes de agentes no ACL

³¹ Os contratos registrados na CCEE não implicam entrega física de energia por parte do agente de geração que firmou o contrato com o agente consumidor, podendo a energia ser entregue por outro agente de geração em função da operação otimizada do sistema (GANIM, 2018, p. 225)

³² Os agentes comercializadores, os geradores, os importadores e os exportadores de energia elétrica realizam as respectivas atividades no setor elétrico mediante autorização da ANEEL (art. 26, da Lei nº 9.427/1996).

CATEGORIA	CLASSE
Geração	Geradores Concessionários de Serviço Público
	Produtores Independentes
	Agentes Autoprodutores
Distribuição	Agentes de Distribuição
Comercialização	Agentes Importadores e Exportadores
	Agentes Comercializadores
	Consumidores Livres
	Consumidores Especiais

Fonte: Elaboração própria

Os regimes³³ de produção independente e de autoprodução de energia elétrica foram conceitualmente instituídos com diferenças no tocante à possibilidade de utilização e comercialização da correspondente energia produzida, tendo-se assegurado ao primeiro o exercício de ambas as alternativas, nos termos do caput, de artigo 11, da Lei nº 9.074/1999 e artigo 2º, I, do Decreto nº 2.003/1996, ao passo que, ao último, em princípio, a energia produzida deveria ser destinada ao seu uso exclusivo, admitindo-se a possibilidade de comercialização de excedentes apenas de forma eventual e temporária e mediante prévia autorização específica, concedida por meio de atos específicos emitidos pela ANEEL, nos termos do art. 26, IV, da Lei nº 9.427/1996, artigo 2º, II, do Decreto nº 2.003/1996, e artigo 1º, § 3º do Decreto nº 5.163/2004.

Por conseguinte, “o agente de distribuição é o titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada”, nos termos do §2º, IV, do Decreto nº 5.163/2004.

Em relação às atividades de comercialização de energia elétrica, que compreendem a compra e a venda de energia elétrica no SIN, cabe especial atenção à classe dos comercializadores, exercidas exclusivamente mediante a autorização³⁴ da ANEEL e mediante adesão na CCEE, detalhadas no Módulo 1 – Agentes, Submódulo 1.2 – Cadastro de agentes, dos Procedimentos de Comercialização, da ANEEL.

Ainda, em relação aos consumidores no ACL, estes são classificados entre livres e especiais. Cumpre observar que, a partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, passaram a poder optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do

³³ Vale ressaltar que ambos os regimes compartilham as mesmas exigências regulatórias para fins de obtenção do respectivo ato autorizativo, disciplinadas pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 389/2009 e nº 673/2015 (específica para fonte hídrica).

³⁴ Os art. 4º e 5º da RES nº 678/2015 estabelecem os requisitos para a obtenção do ato autorizativo, como a comprovação da regularidade jurídica, fiscal e da idoneidade econômico-financeira pela empresa.

SIN³⁵ (art. 1º, § 1º, da Portaria 514/2018, da ANEEL), sendo, desta forma, caracterizados como livres. Já os especiais, individualmente ou em comunhão de fato ou de direito, possuem carga superior a 500 kW, em qualquer tensão e consomem apenas energias incentivadas (art. 26, §5, da Lei nº 9.427/1996 e art. 47, § único, do Decreto nº 5.163/2004). Ainda, a referida regulação dispõe sobre os consumidores potencialmente livres e os conceitua como os que, apesar de apresentarem as condições necessárias à migração ao ACL, por opção, permanecem no ACR (art. 1º, §2º, XI, do Decreto nº 5.163/2004).

3.2.2 A migração dos consumidores ao ACL

Para a migração ao ACL, os consumidores potencialmente livres, atendidos no ACR pelas distribuidoras de energia, devem verificar os prazos e as condições de não renovação ou rescisão antecipada descritas nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado³⁶ (“CCER”), nos moldes da RES nº 414/2010, da ANEEL (art. 15, da Lei nº 9074/1995).

Cabe esclarecer que o referido encerramento da relação contratual³⁷ da energia elétrica, pode ocorrer por solicitação do consumidor, tanto ao término do CCER ou de forma antecipada (art. 63-B, II, da RES 414/2010, da ANEEL). Na primeira hipótese, é obrigação do consumidor do grupo A o aviso de não renovação automática do CCER à distribuidora, mediante o envio de notificação formal neste sentido, com 180 (cento e oitenta) dias da data de término de sua vigência (art. nº 70, da RES 414/2010, da ANEEL). Já a rescisão antecipada pode ocorrer a qualquer momento, a pedido do consumidor. No entanto, nesta hipótese, caberá ao consumidor o pagamento de multa (art. 70-A, II, itens “a” e “b”, da RES 414/2010, da ANEEL):

O valor correspondente ao faturamento dos meses remanescentes para o término da vigência do contrato, limitado a 12 (doze) meses, considerando o produto da tarifa de energia e da bandeira tarifária vigentes na data de solicitação do encerramento sobre o calculado com base: a) nos montantes médios contratados, para os consumidores livres e especiais; ou b) na média dos consumos de energia elétrica disponíveis, precedentes ao encerramento, limitada aos 12 (doze) últimos ciclos, para os demais consumidores.

³⁵ A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (art. 1º, § 2º, da Portaria 514/2018, da ANEEL).

³⁶ O CCEAR é o “instrumento celebrado entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição, inclusive aquelas com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, por opção destas, no ambiente regulado, definindo as regras e condições para a comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes ou futuros” (IV, art. 2º, da RES nº205/2015).

³⁷ Com a migração ao ACL, há a rescisão do CCEAR, cujo objeto é o fornecimento de energia elétrica. Cabe observar que permanece vigente o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), “contrato celebrado entre a permissionária e um usuário ou entre aquela e sua supridora, estabelecendo as condições gerais do serviço a ser prestado, os montantes de uso contratados por ponto de conexão, bem como as condições técnicas e comerciais a serem observadas para o uso do sistema de distribuição” (IX, art. 2º, da RES nº205/2015).

Considerando que o aviso à distribuidora de energia sobre a migração do consumidor ao ACL desencadeia uma série de atos que influenciam o portfólio de energia desta, na hipótese de desistência pelo consumidor para a permanência no ACR, este deve ressarcir a distribuidora em relação aos eventuais prejuízos que venha a ser exposta em decorrência da necessidade de aquisição de energia complementar para suportar o consumidor no mercado cativo. Tais valores, denominados de repercussões financeiras, são descritos na RES nº 376/2009, no artigo 6º, caput e § 2º:

Art. 6º Durante o período compreendido entre a formalização da denúncia do CCER e a efetiva migração para o Ambiente de Contratação Livre – ACL, o Consumidor Potencialmente Livre deverá solicitar a adesão à CCEE nos termos da Convenção de Comercialização, observados os prazos e as condições estabelecidos em Procedimento de Comercialização específico.

§ 2º O valor referente ao ressarcimento pelas repercussões financeiras incorridas, de que trata o § 1º, será calculado mediante a multiplicação da energia efetivamente fornecida pela diferença, se positiva, entre o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD médio mensal publicado pela CCEE e o custo médio de aquisição de energia elétrica pela distribuidora, considerado nos processos de reajuste tarifário, acrescidos os tributos incidentes.

Cabe destacar que os consumidores livres ou especiais que estiverem no ACL podem retornar ao ACR, “desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de cinco anos” (art. 15, §8º, da Lei nº 9.074/1995). Neste contexto, observa Gerusa Magalhães (2009, p. 35), que “as opções de migração para o ACL e de retorno para o ACR implicam a assunção de responsabilidade pelo ressarcimento de eventuais prejuízos causados à distribuidora em razão do seu descumprimento pelo consumidor.

3.2.3 O funcionamento do ACL

No setor elétrico, os geradores podem optar pela comercialização de energia elétrica em ambiente regulado, livre ou pela liquidação desta no Mercado de Curto Prazo (MCP), em operações de compra e venda de energia elétrica onde são formalizadas mediante a assinatura de contratos (DAVID, 2013). No ACL, as negociações são realizadas de forma bilateral entre as partes contratantes, nos moldes das regras e dos procedimentos de comercialização da CCEE vigentes.

Cabe destacar que, nos termos do art. 7º, da RES nº 109/2004 da ANEEL, assim como do art. 56 do Decreto 5.163/2004, “todos os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelos agentes, seja no ACR ou no ACL, deverão ser registrados na CCEE, segundo as condições e os prazos previstos em procedimento de comercialização específico[...]”. Assim, de forma independente à duração do contrato, seja este de curto ou de longo prazo, incluindo as cessões, cabe ao vendedor da energia elétrica a obrigação do registro do montante no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), uma plataforma tecnológica da CCEE que suporta as operações de comercialização. Por isso,

considerando se tratar de um ambiente exclusivamente virtual, é dispensada a necessidade do envio das vias físicas à CCEE, exceto nas hipóteses em que haja determinação administrativa, judicial e/ou arbitral (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, p. 3).

Essencial mencionar que para a realização dos mencionados registros, cabe às partes o cumprimento de uma série de obrigações, as Regras³⁸ e os Processos de Comercialização, aprovados pela ANEEL. Por exemplo, ao vendedor cabe a obrigação de informar o tipo de contrato firmado entre as partes contratantes, o período de suprimento, a vigência do contrato, o montante de energia negociado (expresso em MW médios), a modulação (se aplicável), o submercado e os demais parâmetros de contratação. Cumpre advertir que a medição física da energia efetivamente consumida pela unidade consumidora é verificada diariamente por meio do Sistema de Medição para Faturamento, o SMF, que consiste na reunião de equipamentos que envia à CCEE as referidas informações (os dados de medição).

É necessária, ainda, a observação de um cronograma de atividades, que deve ser fielmente observado, sob pena de aplicação de penalidades e exposições, cujas etapas, nos termos do Submódulo 3.1 – Contratos em Ambiente Livre, dos Procedimentos de Comercialização, Módulo 3, da CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, p. 4), quais sejam: (i) Os CCEALs devem ser registrados pelo agente vendedor até MS+6du e validados pelo agente comprador até MS³⁹+7du, para que sejam considerados na contabilização e liquidação; (ii) os contratos registrados, de que trata a premissa anterior, podem ser ajustados pelo agente vendedor até MS+8du e devem ser validados pelo agente comprador até MS+9du; (iii) os montantes contratados dos CCEALs devem ser registrados no SCL pelo agente vendedor para todo o seu período de vigência, independentemente de sua duração.

O processo de registro da energia elétrica, realizadas as validações e os ajustes nos montantes, pode ser resumido considerando a figura 4:

³⁸ As Regras de Comercialização, formuladas pela CCEE e aprovadas pela ANEEL, descrevem os mecanismos pelos quais os agentes exercem os seus direitos e cumprem com suas obrigações no ACL. Atualmente, existem 26 módulos que tratam de tais condições.

³⁹ Mês seguinte ao de operação de compra e venda da energia elétrica.

Figura 4: Processo de registro da energia elétrica na CCEE

Fonte: Elaboração Própria

Sobre a importância do registro dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica em Ambiente de Contratação Livre (CCVEE) na CCEE, Gerusa Magalhães (2009, p. 105) acrescenta:

O cumprimento do CCVEE no âmbito do ACL não depende apenas da formalização do instrumento, com a correspondente assinatura de partes e testemunhas, mas sim do seu registro na CCEE. É isto que permite que a transação de energia elétrica seja efetivamente contabilizada naquela instituição, conferindo à parte – compradora ou vendedora – a garantia de que o contrato será respeitado. Após contabilização do CCVEE, a CCEE afere os montantes gerados e consumidos comparando-os com os montantes contratados. As diferenças decorrentes são apuradas e contabilizadas no mercado de curto prazo, o mercado spot, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Portanto, sob a ótica do comprador, é possível afirmar que o registro é a garantia de que o CCVEE será cumprido. Já sob a ótica do vendedor é o pagamento da energia elétrica contratada e as garantias exigidas contratualmente que reforçam o cumprimento do CCVEE. Isto explica por que o registro da transação na CCEE não dispensa o uso do CCVEE. É neste instrumento que estarão detalhadas as condições de preço, faturamento e pagamento.

Em sequência, com o término do período mensal de operações, o “SCL, no processamento da contabilização, calcula qual a posição, devedora ou credora, de cada agente com relação ao Mercado de Curto Prazo – MCP” (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, p. 3). Cabe esclarecer que

a contabilização é o processamento mensal em que são contemplados, entre outros, o montante de energia contratado e o montante de energia verificado, as exposições do Mercado de Curto Prazo MCP, o recebimento/pagamento de encargos, as exposições financeiras, o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE⁴⁰ e os ressarcimentos por indisponibilidade e inflexibilidade, realizando-se a consolidação desses resultados (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013, p. 3).

Com a contabilização, há a produção do balanço energético, em que é identificada a quantidade de energia elétrica a ser negociada no MCP. Neste contexto, até o 12º dia do mês seguinte, a CCEE divulga os valores a serem aportados pelos agentes a título de garantia financeira⁴¹, entre o

⁴⁰ O MRE é “um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do Sistema Interligado Nacional (SIN), no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo Operador Nacional do Sistema” (GANIM, 2018, p. 260).

⁴¹ Como explica Solange David, “Caso o agente vendedor (gerador ou comercializador) não constitua garantias no montante calculado para o mês de referência, suas vendas serão ajustadas (reduzidas), de modo a compatibilizar sua exposição financeira negativa com os recursos aportados, o que implica a não efetivação do registro de contratos, a aplicação de multa e até o desligamento da CCEE.” (DAVID, 2013, p. 74).

12º e o 15º dia útil do mês seguinte, que “tem por finalidade assegurar aos agentes da CCEE a efetivação dos registros validados de contratos de compra e venda por eles realizados, assim como a preservação do MCP” (art. 3º, §1º da Resolução Normativa ANEEL nº 622/2014).

Em sequência, nos 16º e 17º dias úteis do Mês Seguinte, “a CCEE deve proceder com a efetivação dos contratos de vendas dos agentes que devem aportar valores referentes às garantias financeiras e divulgar os agentes que tiveram seus contratos ajustados em razão do não aporte”. Até o 19ª dia útil do Mês Seguinte, “a CCEE deve liberar os relatórios dos resultados da contabilização para o auditor independente realizar as atividades de certificação. Entre o 20º e o 21º dia útil do Mês Seguinte, a “CCEE disponibiliza os relatórios aos agentes, contendo os dados e os resultados referentes a contabilização”, conforme disposto no Submódulo 5.1 – Contabilização e recontabilização, do Módulo 5 – Mercado de curto Prazo, do Procedimento de Comercialização, da CCEE (2013, p. 14).

O processo de contabilização da energia elétrica pode ser resumido considerando a figura 5:

Figura 5 – Processo de contabilização da Energia Elétrica na CCEE

Fonte: Elaboração Própria

Passa-se à etapa da liquidação no MCP. Aos agentes credores, que apresentem sobras de energia, é possível a liquidação financeira da energia valorada, ao PLD ou a cessão desta para terceiros. Já aos devedores é necessário adquirir a energia faltante no MCP, além de arcar com as penalidades aplicadas pela ausência de lastro.

O modelo de precificação da energia elétrica no ACL está intimamente relacionado à operação da matriz elétrica nacional em que, historicamente, a hidreletricidade tem sido mantida como a principal fonte de geração do sistema, seja tanto pela eficiência quanto pela competitividade econômica e abundância deste recurso energético, conforme esclarece a EPE no relatório “Oferta de Energia Elétrica – Premissas e Condicionantes no Horizonte 2050⁴²” (EPE, 2019).

⁴² No ano de 2018, a oferta interna de energia elétrica atingiu 638,4 TWh, sendo que 83% da geração de energia elétrica adviram de fontes renováveis (hidrelétrica - 66,6%; Biomassa (lenha, bagaço de cama, biodiesel e lixo) - 8,5%; Eólica - 2,4%; Solar Fotovoltaica - 0,5%), segundo dados do Relatório Síntese do BEN 2019, emitido pela EPE (EPE, 2019).

Cumprе destacar que o PLD é calculado e divulgado semanalmente pela CCEE (art. 57, do Decreto nº 5.163/2004 e art. 2º, V, do Decreto 5.177/2004), decorre de uma série de variáveis descritas no parágrafo 5º, do artigo 1º, da Lei 10.848/2004 e no artigo 57 do Decreto nº 5.163/2004), entre os quais se destacam: (i) a otimização do uso dos recursos para atender aos requisitos da carga; (ii) as necessidades de energia dos agentes; (iii) os mecanismos de segurança operativa; (iv) as restrições de transmissão; (v) o custo do déficit de energia; (vi) as interligações internacionais; (vii) o mecanismo de realocação de energia para mitigação do risco hidrológico⁴³; e (viii) o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica.

Sobre o PLD, resume Solange David (2019, p. 79):

O PLD é utilizado para fins da contabilização mensal e da liquidação financeira das operações do MCP. O cálculo e a divulgação do PLD são de atribuição da CCEE (art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 e art. 2º, V, do Decreto nº 5.177/2004). O PLD é calculado semanalmente, considerados quatro submercados, nos patamares de carga média, leve e pesada.

O cálculo do PLD ocorre com base em um despacho “*ex-ante*”, uma semana antes da operação real do sistema e resulta da determinação do Custo Marginal de Operação do Sistema (CMO) previsto, de responsabilidade do ONS. O CMO é calculado por um modelo computacional que utiliza técnicas de otimização para definir a política operativa do sistema com uma semana de antecedência, considerando valores distintos para cada patamar de carga e submercado e as restrições definidas pela ANEEL.

O PLD tem valores mínimo e máximo estabelecidos pela ANEEL todo ano e válidos para o ano subsequente. O valor mínimo do PLD é calculado considerando os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e os custos relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e royalties. O valor máximo do PLD é calculado considerando os custos variáveis dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado⁹⁰.

O PLD e a atuação sob risco por partes de alguns agentes passaram a ser mais debatidos a partir de 2008, quando houve conflitos bilaterais, em parte relativos a registro de contratos na CCEE e o PLD de janeiro de 2008, que atingiu seu patamar máximo. As regras estabelecidas desde 2000 para formação e cálculo do PLD passaram a ser questionadas no Judiciário por alguns agentes que atuaram no risco quanto às suas contratações e ficaram expostos ao PLD elevado em alguns períodos, fazendo com que os credores recebessem os valores totais de seus respectivos créditos pela liquidação de sobras no MCP.

Desta forma, o cálculo do preço da energia elétrica MCP, por meio de modelos matemáticos, como o Newave e o Decomp, objetiva obter o Custo Marginal de Operação (CMO), em que minimiza o valor esperado do custo total de operação para atender a demanda de energia do sistema ao longo do período de planejamento, considerando alguns parâmetros como as condições meteorológicas, além da utilização de combustíveis, na hipótese de despacho de usinas térmicas, nos termos da Resolução CNPE nº3, de 06 de março de 2013.

Cabe observar que, no segmento de contratos, o CCVEE se constitui como um mecanismo de “*hedge*”, ou seja, tem como função primária a proteção contra as oscilações de mercado, subdivididas, principalmente em variação da taxa de juros, taxa de câmbio e preço de commodities. (YOSHIMURA, 2016, p. 13). No mesmo sentido, Solange David (2013, p. 83) também o caracteriza como instrumentos de natureza financeira:

⁴³ O risco hidrológico decorre da operação das usinas hidrelétricas (despachadas centralizadamente) que, a depender da bacia onde estão localizadas, podem gerar mais ou menos energia, considerando o despacho centralizado realizado pelo ONS. Neste sentido, é possível a exposição destas ao MCP para o cumprimento de duas obrigações contratuais.

É consenso que os contratos de compra e venda de energia elétrica são contratos de natureza financeira (hedge), utilizados para gerenciar riscos de variação do preço, tanto o bilateral firmado contratualmente, como o PLD, no caso de exposição no curto prazo. Disso decorre a importância de registro de contratos, para fins de contabilização de todas as energias geradas, consumidas e contratadas e a apuração das exposições no MCP, além da eventual apuração de penalidades por falta de lastro para a venda ou consumo.

O gráfico 5 demonstra as variações do valor do PLD, a partir do ano de 2017, considerando as informações disponibilizadas pela CCEE:

Gráfico 5: PLD Mensal – CCEE ⁴⁴

Fonte: CCEE, 2019

A liquidação financeira ocorre em duas etapas, sendo uma para depósito de recursos por parte dos agentes devedores e outra para a transferência desses recursos aos agentes credores (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012). Caracterizada a inadimplência do agente, este fica sujeito ao pagamento de encargos moratórios e de penalidades específicas, além do desligamento na CCEE, conforme disposições da RES nº 545/2013, da ANEEL (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, p. 4).

Cabe esclarecer que as penalidades, apuradas mensalmente pela CCEE, podem ser técnicas ou financeiras. As técnicas são aplicadas em caso de ausência de lastro, insuficiência de combustível (para os agentes geradores) e erros na medição da energia elétrica. Já as financeiras estão relacionadas ao não aporte de garantias financeiras, à inadimplência (i) na liquidação financeira do MCP; (ii) no pagamento de penalidades de lastro de energia; e (iii) na liquidação financeira da energia de reserva.

⁴⁴ Fonte: <https://megawhat.energy/charts/mount/342>.

Destarte, “a diferença entre a obrigação inicial e o valor aportado pelo agente devedor deve ser objeto de rateio de inadimplência (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, p. 4). E até o 27º dia útil do Mês Seguinte, é processada “a transferência dos recursos financeiros recebidos dos agentes devedores aos agentes credores, considerando os percentuais de rateio da inadimplência informada”. No prazo de 29 dias úteis do Mês Seguinte, cabe à CCEE disponibilizar os resultados da liquidação financeira aos agentes da CCEE por meio dos relatórios do SCL (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014, p. 11).

Como observa Solange David (2013, p. 89), sobre o *loss sharing*, estabelecido a partir de 2002, após a publicação da Resolução ANEEL nº 552, de 21 de maio de 2013:

O gerador de energia elétrica, como qualquer agente no âmbito da CCEE, deve se sujeitar ao rateio da inadimplência (*loss sharing*) quando for credor na liquidação financeira do MCP e, eventualmente, algum devedor não efetue o pagamento do valor apurado e devido conforme as regras aplicáveis na contabilização do MCP.

[..]

Por esse princípio, os valores não liquidados pelo devedor e não cobertos por garantias financeiras executáveis pelo agente custodiante serão rateados entre todos os credores na proporção dos respectivos créditos apurados na contabilização mensal.

O processo de liquidação financeira da energia elétrica pode ser resumido considerando a figura 6:

Figura 6 – Processo de liquidação financeira na CCEE

Fonte: Elaboração Própria

Feitas as ponderações sobre o funcionamento do MCP, cabe pontuar os riscos aos quais as partes contratantes podem se submeter ao realizar operações no ACL, tanto da perspectiva do vendedor quanto do comprador.

Para o vendedor, obrigatoriamente, as vendas devem estar lastreadas em contratos de geração própria ou de terceiros. Caso não estejam, a resultante da contabilização na CCEE é negativa, ficando exposto à compra da energia no MCP, valorada ao PLD, além de se submeter à aplicação de penalidade por insuficiência de lastro de energia, sob pena de desligamento da CCEE e perda da qualidade de agente. Já para os compradores, obrigatoriamente, a energia deve estar “comprada”

considerando a assinatura de contratos de compra e venda com terceiros. Caso não esteja, a resultante da contabilização na CCEE é negativa, ficando exposto à compra da energia no MCP, valorada ao PLD, além de se submeter à aplicação de penalidade por insuficiência de lastro de energia, sob pena de desligamento da CCEE e perda da qualidade de agente.

Neste contexto, ao analisar os mecanismos que visam garantir a segurança do MCP, Solange David (2014, p. 38) destaca a necessidade do constante aprimoramento tanto das regras que tratam das garantias financeiras oferecidas pelos empreendimentos de geração de energia elétrica, quanto dos procedimentos sobre o desligamento de agentes ao quadro associativo da CCEE, na hipótese de inadimplemento destes.

Segundo a autora, ao Estado cabe a preocupação sobre o planejamento energético necessário à oferta de energia elétrica e a modicidade tarifária, no curto, médio e longo prazos, tanto da perspectiva de operação quanto de expansão desta, principalmente se considerada a grande participação hídrica na matriz energética do País, por serem tais informações relevantes para a comercialização de energia elétrica, tanto em relação ao ACR, quanto ao ACL (DAVID, 2014, p. 38).

David (2014) entende que a inadimplência deve ser evitada e seus impactos, constantemente minimizados, visto que a configuração de um inadimplemento contratual ocasiona efeitos em cascata. Por isso, a autora discorre sobre a necessidade do aprimoramento constante dos mecanismos que tratam das garantias financeiras e do processo de desligamento dos agentes inadimplentes no ACL. David (2014) ainda adverte que tais medidas de aperfeiçoamento devem ser tomadas de forma cautelosa, considerando as diversas perspectivas dos agentes do mercado, sejam estes consumidores, geradores ou comercializadores de energia elétrica, evitando-se eventuais repercussões indesejadas que possam causar insegurança ao sistema.

3.2.4 Os direitos e as obrigações dos agentes na CCEE

Os direitos e as obrigações dos agentes na CCEE estão detalhados na Convenção de Comercialização de Energia Elétrica da CCEE, anexa à RES nº109/2004 da ANEEL, conforme dispõe o artigo 2º, I, deste documento.

Observa-se que, nos termos do artigo 16, do mencionado documento, entre os principais direitos dos agentes estão: (i) a possibilidade de participação e de votação nas assembleias gerais na CCEE; (ii) o acesso aos sistemas de medição, de contabilização e de liquidação financeira; (iii) a possibilidade de participação em leilões de energia promovidos pela ANEEL; e (iv) a submissão ao Conselho de Administração⁴⁵ da CCEE dos eventuais conflitos entre as partes contratantes no ACL.

Já no artigo 17 da Res nº109/2004, estão detalhadas as principais obrigações dos agentes no âmbito da CCEE, como: (i) cumprir as regras de mercado estipuladas na própria convenção e nos Procedimentos de Comercialização; (ii) realizar o aporte das garantias financeiras para a realização de operações no MCP; (iii) o suporte das repercussões financeiras em caso de inadimplência no MCP; e (iv) recolher as contribuições e emolumentos necessários ao funcionamento da CCEE.

Solange David (2014, p. 73) elege como principais obrigações dos agentes:

- (a) devida manutenção de cadastro do agente e de seus representantes, para acesso ao SCL, obtenção de resultados de operações, comunicados, cartas, chamados etc.;
- (b) registro e ajuste de contratos de compra e venda de energia elétrica e potência;
- (c) manutenção de lastro para a venda e consumo de energia elétrica e potência;
- (d) modelagem de ativos;
- (e) sazonalização (distribuição em valores mensais do valor anual de energia contratada, conforme o perfil de carga do agente);
- (f) modulação (distribuição em valores horários dos montantes mensais de energia);
- (g) manutenção do sistema de medição;
- (h) aporte de garantias financeiras;
- (i) pagamentos nas liquidações financeiras, inclusive a liquidação de penalidades.

3.2.5 Encargos e tributos e incidentes

Os agentes no ACL também ficam submetidos ao pagamento de encargos setoriais, criados mediante edição de leis específicas, cuja principal finalidade é a implantação de políticas públicas no setor elétrico, quais sejam:

(i) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): criada no ano de 2012 com a promulgação da Lei nº. 10.438/2002, alterada em 2013, pela Lei nº 12.783/2013. Destina-se à

⁴⁵ Colegiado composto por membros eleitos pela Assembleia Geral (Res nº109/2004, art. 1).

promoção do desenvolvimento energético em todo o território nacional, por meio da universalização dos serviços de energia elétrica, especialmente aos cidadãos de baixa renda, considerando a adoção de fontes renováveis.

(ii) Taxa De Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): instituída pela Lei nº. 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº. 2.410/1997. Destina-se à manutenção das despesas administrativas da ANEEL.

(iii) Proinfa: criado pela Lei nº 10.438/2002 e regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004. Destina-se à manutenção das despesas de fiscalização e de regulação econômica da ANEEL.

(iv) RGR: criada pelo Decreto nº 41.019/1957. Destina-se a subsidiar a expansão da malha de transporte de energia elétrica, por meio da reversão das instalações de geração e de transporte em favor das concessionárias.

(v) Encargos de Serviços do Sistema (ESS): criado pelo Decreto nº2.655/1998. Destina-se ao aumento da oferta de energia do País, sendo custeado por todos os consumidores e agentes de geração.

(vi) Encargo de Energia de Reserva (EER): criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 337/2008. Destina-se a custear a contratação da energia de reserva e é custeado por consumidores livres e autoprodutores de energia elétrica.

Em relação aos tributos, cabe observar que, nos mesmos moldes do gás natural, incidem sobre a energia elétrica o ICMS, o PIS e a Cofins. E nos termos do art. 13, I, da Lei Complementar n. 87/1996, o ICMS incide sobre todo o processo de fornecimento de energia elétrica, tendo em vista a indissociabilidade das suas fases de geração, transmissão e distribuição, sendo que o custo inerente a cada uma dessas etapas – entre elas a referente à TUSD, compõe o preço final da operação e, consequentemente, a base de cálculo do imposto.

Válido salientar que, no Estado de São Paulo, o ICMS foi instituído pelo Lei Estadual nº 6.374/89 e apresenta alíquotas diferenciadas considerando: (i) as classes de consumo (residencial, poder público e autarquias e demais classes) e (ii) as faixas de consumo.

3.2.6 Dados do ACL

Historicamente, desde a criação do ACL, a quantidade de agentes associados à CCEE tem aumentado constantemente. Segundo dados disponibilizados pela CCEE em seu relatório anual consolidado de 2018, no ano 2000, havia 58 agentes, entre geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Já no ano de 2018, passaram a ser 7.619 agentes CCEE, o que demonstra o expressivo crescimento do ACL (Tabela 5):

Tabela 5: Quantidade de agentes no ACL

Categoria	Classe	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Geração	Gerador concessionário de serviço público	15	19	19	20	20	22	27	30	29	28	28	31	32	33	33	31	42	47	45
	Produtor Independente	2	15	26	37	45	65	83	88	130	169	262	312	445	545	791	1.105	1.247	1.293	1.369
	Autoprodutor	0	3	8	11	11	14	15	21	24	28	34	41	42	44	51	62	63	65	70
Distribuição	Distribuidor	35	39	41	42	42	43	43	43	43	45	45	46	47	47	48	49	50	49	46
Comercialização	Comercializador	5	18	31	35	41	47	44	48	55	70	93	113	147	151	163	171	191	219	270
	Consumidor Especial	0	0	0	0	0	0	0	0	194	221	455	587	992	1.182	1.221	1.203	3.250	4.139	4.932
	Consumidor Livre	0	0	0	0	34	470	613	684	459	445	485	514	595	623	643	623	812	874	887
	Importador	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		58	95	126	146	194	662	826	915	935	1.007	1.403	1.645	2.300	2.625	2.950	3.244	5.655	6.865	7.619

Fonte: CCEE, 2018

É preciso advertir que o aumento do número de consumidores livres entre 2004 a 2005 foi impulsionado pelo estabelecimento de condições regulatórias e operacionais que permitiram a modelagem de tais agentes na CCEE em nome próprio (art. 11 §1º, VI e 2º, da RES nº 109/2014, da ANEEL). A partir de 2016, a revogação da RES nº 367/2009 e da RES nº 474/2012, pela RES nº 674/2015 da ANEEL, que aprovou a revisão do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), levou à simplificação dos procedimentos de medição de energia elétrica e à extinção da exigência da instalação do medidor de retaguarda para os consumidores. Tal condição, que diminuiu significativamente os custos de manutenção no ACL, associada às elevadas tarifas de energia no ACR, ocasionadas por constante repasse dos valores associados ao risco hidrológico do SIN e do despacho das usinas térmicas, de Custo Variável Unitário (CVU) elevado, impulsionaram a migração maciça de consumidores especiais ao ACL (Gráfico 6).

Gráfico 6 – crescimento do número de agentes no ACL

Fonte: CCEE, 2018

Segundo dados do infoMercado nº145, a contabilização da energia elétrica consumida em julho de 2019 foi de 60.374 MW médios, sendo 19.257 no ACL e 41.117 no ACR. Houve uma queda do consumo de 0,4% em relação ao mês de julho do ano anterior. Destaca-se o aumento da representatividade do ACL no consumo total de energia elétrica em percentual equivalente a 1,3% e a queda da representatividade do ACR, que diminuiu 1,1%.

Tabela 6: Consumo de energia elétrica, em MW/médios, nos ambientes de contratação

Ambiente	jul/19	Representatividade (%) jul/2019	jul/18	Representatividade (%) jul/2018	Variação (%) jul/19 - jul/18
ACR	41.117	68,1%	41.587	68,6%	-1,1%
ACL	19.257	31,9%	19.017	31,4%	1,3%
Total	60.374	100%	60.604	100%	-0,4%

Fonte: CCEE, 2019

O mesmo relatório da CCEE apresenta o consumo de energia elétrica, por Submercado e por ambiente de contratação e demonstra que, no Submercado NE, há a menor participação do ACL em comparação com os demais Submercados do País. Enquanto no Submercado SE/CO houve uma média de consumo de energia no ACL equivalente a 34% do total transacionado, no Submercado NE, tal média contabilizou apenas 24%

. Tabela 7 – Consumo por Ambiente de Contratação e Submercado

Submercado	Consumo (MW médio) Participação (%) - jul/19	ACR	ACL	Total
SE/CO	Consumo	23.022,298	11.846,884	34.869,182
	Participação	66%	34%	100%
S	Consumo	7.224,206	3.522,804	10.747,010
	Participação	67%	33%	100%
NE	Consumo	7.386,593	2.214,582	9.601,175
	Participação	77%	23%	100%
N	Consumo	3.483,740	1.673,131	5.156,871
	Participação	68%	32%	100%
TOTAL SIN	Consumo	41.116,838	19.257,401	60.374,238
	Participação	68%	32%	100%

Fonte: CCEE, 2019

Além disso, constata-se a prevalência do consumo no ACL dos grandes consumidores, como as empresas que desempenham atividades industriais, como as metalúrgicas e as químicas. Entre julho/2018 e julho/2019, é possível destacar a diminuição do consumo nos segmentos de químicos (-14,9%), extração de minerais metálicos (-10,9%) e comércio (-3,7%), decorrentes de retração na produção industrial, e o crescimento nos setores de transportes (17,1%), de bebidas (11,5%) e de alimentos (10,2%).

Tabela 8 – Consumo do ACL por ramo de atividades

Ramo de Atividade	jul/19	jul/18	Variação (%) jul/19 - jul/18
METALURGIA E PRODUTOS DE METAL	4.927	4.946	-0,4%
QUÍMICOS	1.932	2.178	-11,3%
MINERAIS NÃO-METÁLICOS	1.913	1.870	2,3%
MADEIRA, PAPEL E CELULOSE	1.330	1.293	2,9%
MANUFATURADOS DIVERSOS	1.574	1.454	8,3%
ALIMENTÍCIOS	1.851	1.680	10,2%
EXTRAÇÃO DE MINERAIS METÁLICOS	1.355	1.476	-8,2%
VEÍCULOS	827	819	1,1%
SERVIÇOS	1.142	1.067	7,0%
TÊXTEIS	626	613	2,2%
COMÉRCIO	832	771	7,9%
TRANSPORTE	249	212	17,1%
BEBIDAS	233	209	11,5%
SANEAMENTO	261	238	9,9%
TELECOMUNICAÇÕES	204	192	6,5%
TOTAL	19.257	19.017	1,3%

Fonte: CCEE, 2019

Debora Nunes Mota (2015, p. 65-7) observa que muitos são os benefícios financeiros relacionados à migração dos consumidores, livres ou especiais, em comparação com o ACR, quais sejam:

Minimizar custos: no ACL, uma vez que a energia é adquirida por meio de contratos bilaterais, o consumidor tem a possibilidade de negociar preços, prazos e condições, como flexibilidades mensais dos volumes contratados e sazonalização anual do contrato de acordo com seu perfil de consumo, que se encaixem em suas necessidades, o que possibilita a redução de custos;

Previsibilidade: ter um contrato de médio a longo prazo com um indexador definido resulta em maior previsibilidade no preço de energia a ser pago. Essa previsibilidade não é possível ao consumidor regulado, uma vez que seu custo com a compra de energia é valorado pelas tarifas reguladas das distribuidoras que são reajustadas anualmente.

Escolha de fornecedores: como a escolha do fornecedor de energia é livre, é possível fazer parcerias que tragam benefícios para o consumidor. [...]

Adequação ao perfil de risco do consumidor: ao migrar para o mercado livre, o consumidor pode – e deve – adequar a sua estratégia de contratação de energia ao seu perfil de risco. [...]

Customização do produto: O Consumidor pode desenhar um produto com características específicas, tais como: Sazonalidade de acordo com a sua curva de produção, períodos de paradas programadas para manutenção, preços com teto na tarifa de consumidor cativo etc.;

Oportunidades conjunturais: estando no mercado livre, é possível a um consumidor tirar proveito de oportunidades conjunturais do mercado. Por exemplo, em um cenário de escassez de energia quando o custo de operação do sistema elétrico brasileiro está em patamares muito elevados e, conseqüentemente, o PLD (preço spot) está bastante alto, como ocorreu ao longo de todo o ano de 2014, o consumidor livre pode optar por uma estratégia de reduzir ou zerar seu consumo (reduzindo ou parando sua produção) para que sua energia consumida fique abaixo do volume contratado no mês, ele pode optar por vender este excedente ou deixar de liquidar na Câmara de Comercialização de Energia, valorado ao PLD.

Gestão do insumo energia: O Consumidor pode também em situações de fechamento de unidades ou redução do consumo vender a parte excedente do seu contrato no mercado, desta forma a energia passa a ser tratada como um insumo qualquer da sua linha de produção, onde ele tem controle sobre o preço de contratação, a evolução do preço no longo prazo e a gestão do seu estoque face às suas necessidades. Dependendo da representatividade do custo de energia no processo industrial/comercial, a compra correta e a gestão correta do insumo energia pode se tornar um fator competitivo importante.

3.3 As propostas de aprimoramento regulatório do mercado de energia elétrica

O lançamento da Consulta Pública nº 33 pelo MME, em 5 de junho de 2017, destinada ao aprimoramento do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), adotou como necessárias às diretrizes relativas à absorção das evoluções tecnológicas ao setor elétrico, a melhoria dos sinais econômicos e a realização da gestão centralizada dos riscos do sistema. Como resultado, no mesmo ano, houve a edição da NOTA TÉCNICA Nº 5/2017/AEREG/SE – Aprimoramento do marco legal do setor elétrico, também pelo MME, considerando a reunião das propostas já realizadas.

Segundo Alexandre Guedes Viana (2018, p. 10), com o aprimoramento das regras do setor elétrico, busca-se a defesa do mínimo custo global de operação⁴⁶ do SEB, com a manutenção da

⁴⁶ Nos termos do art. 2º, XI, da Resolução Normativa nº 506/2012: “O critério utilizado para avaliação de alternativas tecnicamente equivalentes para viabilização do acesso segundo o qual é escolhida a alternativa de menor custo global de investimentos, devendo ser considerados custos associados a instalações de responsabilidade do acessante e instalações

sustentabilidade da expansão deste, a promoção da abertura do ACL, bem como a alocação eficiente e custos e riscos para a geração da energia elétrica. O referido autor entende ser indispensável a “eficiência econômica e a correta alocação de riscos, com um ambiente de negócios mais organizado e que esteja em condições de igualdade com os mercados de energia elétrica mais desenvolvidos”. (VIANA, 2018, p. 30).

Na opinião de Letícia Cristina Centurion Crivelin (2018), as diversas reformas realizadas no SEB aumentaram a sua complexidade regulatória e organizativa, podendo-se identificar tanto uma regulação por meio da ANEEL, quanto por diversas leis e decretos que foram, ao longo dos anos, moldando novos tipos de agentes de mercado, novos conceitos e novas práticas do setor.

De forma concomitante, vale ressaltar, especificamente no ano de 2019, algumas comercializadoras não conseguiram honrar suas obrigações e deixaram de registrar os contratos vendidos, ficando assim expostas ao MCP. A situação exacerbou a necessidade de discussões sobre a segurança das transações no ACL que resultaram na Nota Técnica 0042, de 6 de junho de 2019, elaborada pela CCEE, a partir da adoção das medidas relativas a adoção de critérios mais rígidos de participação no ACL, especialmente, em relação aos comercializadores de energia elétrica, apuração da chamada de margem semanal e a determinação dos indicadores de mercado. Ainda, discute-se a possibilidade da sujeição dos contratos às normas e sistemas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) aplicáveis aos derivativos, que são produtos com a promessa de entrega futura, a um preço preestabelecido.

Também em 2019, o MME editou a Portaria nº 187, em que instituiu o Grupo de Trabalho para o desenvolvimento de sugestões para a modernização do SEB, especialmente em relação: (i) ao ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico; (ii) ao mecanismo de formação de preços; (iii) a racionalização de encargos e subsídios; (iv) ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (v) a alocação de custos e de riscos; (vi) a inserção das novas tecnologias; e (vii) a sustentabilidade dos serviços de distribuição de energia elétrica (art. 1º, da Portaria nº 187/2019, do Ministério de Minas e Energia) (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2019).

Para o desenvolvimento da pesquisa do Grupo de Trabalho foram realizadas diversas reuniões e eventos abertos aos agentes do mercado, assim como associações e interessados, que resultaram no documento denominado “diagnóstico geral e propostas de aprimoramentos”, também do MME, publicado em 2 de agosto de 2019, em que houve a reunião dos principais temas cujas

de responsabilidade da acessada, custos associados a eventuais reforços e ampliações necessários aos sistemas de transmissão e de distribuição de terceiros e custos decorrentes das perdas elétricas, observando-se o mesmo horizonte de tempo para todas as alternativas avaliadas”.

melhorias são consideradas imprescindíveis à modernização do SEB, os quais passam a ser detalhados a seguir.

(i) **Expansão e Alocação de Custos:** No modelo atual, a expansão do SIN é custeada exclusivamente pelos consumidores cativos do ACR, já que neste ambiente realizam-se leilões para a compra e venda de energia elétrica, em longo prazo, que permitem o financiamento de diversos projetos de geração de energia elétrica, por meio de hidrelétricas e usinas térmicas, por exemplo. Diante da perspectiva de crescimento vertiginoso do ACL, caso seja concretizada a abertura deste mercado, segundo a proposta será necessária a divisão dos custos sistêmicos para a manutenção da segurança do suprimento do SIN entre todos os agentes. Para tanto, a proposta enfatiza a necessidade do aprimoramento das métricas de segurança do suprimento, para que os custos associados à segurança e à confiabilidade do SIN sejam assumidos por todos os consumidores, a partir de critérios transparentes e isonômicos. Além disso, há a perspectiva sobre a alteração da forma de cálculo das garantias físicas das geradoras de fontes hidrelétricas.

(ii) **Racionalização de Encargos e Subsídios:** no atual modelo do setor elétrico, a adoção de políticas públicas relacionadas à universalização do acesso à eletricidade, à concessão de descontos aos usuários de baixa renda, à geração de energia elétrica a partir de fontes de energia elétricas renováveis, que ainda apresentem um custo maior de produção em comparação aos demais, em comparação com as fontes fósseis (como o carvão, por exemplo), além da manutenção da modicidade tarifária nos sistemas isolados são custeados pela CDE, que é um encargo setorial criado no ano de 2002, com a promulgação da Lei nº. 10.438/2002, alterada em 2013, pela Lei nº 12.783/2013. Considerando os diversos questionamentos realizados sobre a política de subsídios adotada no País que, inclusive, já motivaram inúmeras ações judiciais, com a proposta, a partir de alteração legislativa, pretende-se revisar as condições atuais do modelo para que seja possível reduzir ou realocar os subsídios concedidos e os monitorar de forma taxativa, evitando-se desperdícios financeiros e a oneração do sistema.

(iii) **Política tarifária e Digitalização:** atualmente adota-se o modelo tarifário monômio volumétrico de tarifas, ou seja, o valor cobrado aos consumidores considera apenas o consumo da energia. Na proposta, considera-se a adoção de tarifas de energia elétrica binômias, que sopesem tanto o consumo da energia elétrica quanto a disponibilidade do sistema ao consumidor. Para tanto, há a pretensão de que sejam agregadas ao SIN novas tecnologias que permitam, por exemplo, a modernização e digitalização das redes de transmissão e de distribuição, a partir da adoção de um plano nacional de trabalho.

(iv) Abertura do ACL: No modelo atual, a migração ao ACL pelos consumidores é permitida, desde que respeitados os critérios descritos nos artigos 15 e 16, da Lei nº 9074, de 1995. Com a proposta, objetiva-se a concretização de um plano para a abertura do ACL, de forma organizada e gradual, tendo em vista a necessidade da conceituação sobre as esferas de compra e venda de energia elétrica de atacado e de varejo, assim como mecanismos de monitoramento dos agentes, especialmente das comercializadoras de energia elétrica, em linha com as propostas de alteração legislativa já em discussão do Congresso Nacional.

(v) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE): O MRE é um mecanismo que permite a realocação da energia entre as usinas participantes para o compartilhamento financeiro dos riscos hidrológicos decorrentes do despacho centralizado do ONS. Tendo em vista os riscos sistêmicos do SIN decorrentes da grande exposição contratual das usinas, em períodos de *Generation Scaling Factor* (GSF) em baixo percentual, que ocasionaram muitas ações judiciais, busca-se na Proposta a realização de aprimoramentos no MRE, especialmente em relação ao processo de sazonalização das garantias físicas das usinas.

(vi) Formação de Preços: No modelo atual, para o cálculo do preço da energia elétrica no MCP, de forma centralizada, o ONS utiliza modelos matemáticos, como o Newave e o Decomp, a fim de obter o Custo Marginal de Operação (CMO), em que se minimiza o valor esperado do custo total de operação para atender a demanda de energia do sistema ao longo do período de planejamento para a formação do PLD, considerando alguns parâmetros como as condições meteorológicas, além da utilização de combustíveis, na hipótese de despacho de usinas térmicas, nos termos da Resolução CNPE nº3, de 6 de março de 2013.

Com a proposta, há o objetivo de que sejam realizados aprimoramentos metodológicos para a formação do preço da energia e, se adequado, a migração à formação de preços por oferta de agentes, em processo em que haja a participação efetiva de órgãos reguladores, como a ANEEL e o Cade, a fim de evitar que sejam realizadas ações de abuso de poder de mercado.

Cabe salientar que Ricardo Cyrino (2019)⁴⁷ corroborou o entendimento sobre a necessidade da modernização do setor elétrico, para que seja possível atender às novas demandas da sociedade e, principalmente, exaltou a importância da compilação das regras do setor, esparsas em diversas leis e decretos, de forma organizada em um documento único, o chamado “Código Brasileiro de Energia Elétrica”. Naquela oportunidade, Cyrino (2019) observou a importância do tema aos deputados da Câmara, cuja proposta permanece em análise por eles.

⁴⁷Ricardo Cyrino é ex-secretário de Energia Elétrica, em audiência pública da Comissão Especial para propor o “Código Brasileiro de Energia Elétrica”, ocorrida dia 17 de setembro de 2019, na Câmara dos Deputados.

Por conseguinte, após os 180 dias previstos para o desenvolvimento dos trabalhos, houve a disponibilização do “Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico”. Neste documento, os colaboradores realizaram “um amplo diagnóstico do funcionamento do setor elétrico com vistas a viabilizar a sua Modernização” e confirmaram que a implementação desta deve estar calcada em quatro pilares, quais sejam, a sustentabilidade da expansão, a financiabilidade de novos empreendimentos, a alocação adequada do pagamento pela segurança do sistema elétrico, a abertura do mercado consumidor de forma ordenada e a alocação eficiente de custos e riscos do sistema elétrico (MME, 2019, p. 88).

Destaque especial às disposições contidas no Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia, (MME, 2019, p. 4), sobre o ACL:

Em paralelo, o mercado livre já representa aproximadamente 1/3 do mercado total de eletricidade, e o ritmo de migração deve se acelerar no futuro próximo. Se por um lado, isso mostra o dinamismo possível em um mercado mais aberto, por outro lado a realidade é que o ACL se apoia na confiabilidade e segurança do suprimento providas pelas usinas hidrelétricas e termelétricas contratadas no âmbito do ACR.

Neste sentido, a abertura do mercado sem distorções nem subsídios é um passo importante na modernização do setor, assim é fundamental rever o arranjo comercial atual para criar mercado para os novos requisitos do sistema, e assim promover incentivos adequados para os investimentos na expansão, sem o efeito carona em serviços sistêmicos pagos atualmente somente pelo ACR.

Ainda, o Grupo de Trabalho concluiu que

a Modernização do Setor Elétrico é um movimento necessário, possível e desejável. Não se pode olvidar que o Grupo de Trabalho que realizou a sistematização da implementação dessa Modernização é resultado de um alinhamento e comprometimento das instituições do setor às quais compete propor e/ou implementar regras setoriais a saber: MME, ANEEL, EPE, CCEE e ONS. Neste sentido, buscar-se-á preservar esse alinhamento e comprometimento, além, de fomentar uma coordenação na fase de implementação com vistas a possibilitar o aproveitamento de sinergias e otimizar o uso dos recursos públicos e privados. (MME, 2019, p. 88).

De tal forma, a importância dos trabalhos realizados no âmbito do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico é refletida pelo constante envolvimento de diversas entidades, tanto de cunho político quanto de cunho técnico, com o objetivo específico da implementação de melhorias no setor.

4. A COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL A PARTIR DA NORMATIVA DA ARSESP E O MERCADO DE CONTRATAÇÃO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme salientado no item 2.2.6 desta pesquisa, as regras sobre a operacionalização do mercado livre de gás natural no território nacional são estabelecidas pelas disposições da Resolução ANP nº52/2011. Cabe salientar que a regulamentação envolvendo a comercialização de gás natural em ambiente livre no Estado de São Paulo segue disposta nas Deliberações nº230/2011 e nº231/2011.

Neste contexto, este trabalho focará apenas a análise comparativa entre a comercialização de gás natural a partir da normativa da Arsesp e o mercado de contratação livre de energia elétrica.

4.1 Desenho típico da contratação de gás natural e de energia elétrica em ambiente livre

Os contratos são uma espécie de negócio jurídico que disciplina relações diversas de natureza patrimonial (ANDRADE, 1960). Consistem em acordos que refletem a manifestação de vontade das partes, ou seja, a declaração dos interesses dos contratantes que, mutuamente, assumem obrigações de dar, de fazer ou de não fazer algo em benefício de outrem, em conformidade com as disposições gerais previstas no Título V – Dos Contratos Geral, do Código Civil⁴⁸.

Nas palavras de Antônio Junqueira de Azevedo (2002, p. 4), os contratos refletem:

A manifestação de vontade destinada a produzir efeitos jurídicos, ou em ato de vontade dirigido a fins práticos tutelados pelo ordenamento jurídico, ou, ainda, em declaração de vontade (adotada, porém, esta última expressão em sentido pouco preciso, através do qual não se a distingue de manifestação de vontade).

Na teoria geral dos contratos, na medida em que a “lei exige outras condições para o contrato cumprir sua função econômico-social típica”, a formação destes pressupõe o respeito a quatro princípios basilares, quais sejam: a autonomia da vontade, o *pacta sunt servanda*, a boa-fé objetiva, a função social do contrato e o equilíbrio econômico entre os contratantes” (GOMES, 2019, p. 42).

A autonomia da vontade reflete a liberdade de contratar das partes, haja vista que “todos são livres para realizar física e materialmente os contratos, desde que preenchidos os requisitos de validade dos atos jurídicos”, desde que a vontade individual das partes não se sobressaia à coletiva, considerando a supremacia da ordem pública. Antônio Junqueira de Azevedo destaca que:

⁴⁸ Conforme disposições previstas no Livro I – Do Direito das Obrigações, Da Parte Especial, do Código Civil.

Se é verdade que todos devem ser livres para contratar, realizar o contrato em si, o mesmo não ocorre com a liberdade contratual, considerada como a possibilidade de livre disposição de seus interesses pelas partes. Essas devem, sem restrições, regular esses interesses, clausulando-os, sem colisão de direitos. O direito de um contratante vai até onde se inicia o direito do outro (AZEVEDO, 2002, p. 26).

Já o *pacta sunt servanda*, ou seja, a força obrigatória, pressupõe a obrigatoriedade do cumprimento de todas as obrigações assumidas pelas partes, visto que o contrato é considerado lei entre elas. Também nas palavras de Azevedo (2002, p. 28), “os contratos são obrigatórios para as partes, porque estas, como realizando naqueles suas leis particulares, em suas cláusulas, regulam seus interesses, especificamente. ”

Por conseguinte, a boa-fé objetiva é tratada expressamente no art. 422, do Código Civil, que dispõe: “Os contratantes são obrigados a guardar, assim na conclusão do contato, como em sua execução, os princípios de probidade e boa-fé”. Sobre o tema, Azevedo (2002, p. 29) destaca que “moralizaram-se as relações contratuais, em que as partes devem comportar-se com probidade e boa-fé objetiva, sob a marca, também, do princípio da colaboração recíproca”. Assim, a boa-fé que permeia a relação jurídica entre as partes tem um papel indispensável e induz a uma “integradora da vontade, no sentido de coincidir a intenção com a vontade declarada na prática do negócio jurídico, adite-se o relevante papel que exerce na integração das condições gerais dos contratos” (ALBUQUERQUE, 2002, p. 80).

Igualmente, a função social do contrato é descrita no artigo 421 do Código Civil, que ordena que “a liberdade de contratar será exercida em razão e nos limites da função social do contrato”. Azevedo (2002, p. 31) pressupõe que, “pelos contratos, os homens devem compreender-se e respeitar-se, para que encontrem um meio de entendimento e de negociação sadia de seus interesses e não um meio de opressão”.

Haja vista a importância da aplicação deste princípio, o Superior Tribunal de Justiça, por meio do Enunciado n. 23 CJF/STJ, aprovado na I Jornada de Direito Civil, esclareceu que: “A função social do contrato, prevista no art. 421 do novo Código Civil, não elimina o princípio da autonomia contratual, mas atenua ou reduz o alcance desse princípio, quando presentes interesses metaindividuais ou interesse individual relativo à dignidade da pessoa humana”. Indispensável mencionar ainda que “o princípio da função social, sucintamente, consiste em normas restritivas incidentes ao exercício da atividade econômica privada, de modo a conformá-la aos interesses sociais” (ALBUQUERQUE, 2002, p. 84).

De especial importância também se encontra a classificação dos contratos diante dos casos concretos, tendo em vista a necessidade da determinação sobre a aplicabilidade ou não das regras

específicas aos tipos descritos no Código Civil (GIL, 2007, p. 42). Vale esclarecer que os contratos típicos são aqueles nominados, descritos pelo legislador e com regras específicas determinadas, que delimitam as características da operação econômica (SZTAJN, 1989, p.14.). Já os atípicos não contam com a disciplina específica, podendo abarcar características que não tenham sido anteriormente previstas pelo legislador, conforme dispõe o art. 425, do Código Civil: “É lícito às partes estipular contratos atípicos, observadas as normas gerais fixadas neste Código”.

O art. 481 do Código Civil descreve as obrigações estabelecidas em operações regidas por contratos típicos de compra e venda, dispondo que “um dos contratantes se obriga a transferir o domínio de certa coisa e o outro, a pagar-lhe certo preço em dinheiro”. Sobre tais documentos, Daniel Ustárriz (2015, p. 13) dispõe que “a compra e venda pode ser qualificada como um contrato consensual, bilateral, oneroso, comutativo em geral, porém episodicamente aleatório, de execução instantânea ou diferida”.

No contexto desta pesquisa, cabe analisar a caracterização dos contratos firmados na seara da comercialização de energia elétrica e gás natural em ambiente de contratação livre. Neste último caso, observa-se que a comercialização, que ocorre no território do Estado, implica a competência desse ente federado, conforme os termos Constitucionais (art. 25, par. 2º). Sendo assim, enquanto no setor elétrico temos um modelo de concentração legislativa e regulatória no nível federal, principalmente na ANEEL. No setor de gás natural, a distribuição assume uma perspectiva estadual e, com isso, suas características são distintas, já que cada Estado pode decidir como legislar e regular a matéria. Por causa desse cenário, nesta pesquisa, se adotou o modelo de São Paulo, conforme já explicado.

No setor elétrico, cabe sopesar que, conforme preceitua o Decreto nº 5.163/2004, em seu art. 47º, os contratos de compra e venda de energia elétrica no ACL devem contemplar requisitos essenciais, tais como prazo de suprimento e montante contratado.

Art. 47. A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.
Parágrafo único. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.

No mesmo sentido, a Convenção de Comercialização estabelece, em seu Art. 4º, §3º, a necessidade da previsão contratual sobre o montante de energia e de potência contratados, os prazos, os preços e as garantias financeiras, quando aplicáveis:

Art. 4º, §3º A contratação de energia elétrica no ACL será formalizada mediante Contratos Bilaterais livremente pactuados, que deverão prever, entre outras disposições, montantes de energia e de potência, prazos, preços e Garantias Financeiras.

Gerusa Magalhães (2009, p. 104) esclarece que as referidas informações decorrem das características da transação de energia elétrica, em ambiente livre:

O uso do CCVEE não decorre apenas de uma preferência dos agentes, mas também das características e regras próprias do modelo institucional da Indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEEB). Neste modelo, as regras formais impõem que as transações do ACL sejam materializadas por meio de contratos bilaterais, livremente negociados, que devem dispor sobre partes, prazos de contratação, montantes de energia elétrica e outras condições.

Considerando a especificidade da compra e venda de energia elétrica e a necessidade do cumprimento de regras de mercado, estipuladas pela CCEE, entende Andréa Silva Rasga Ueda (2015, p. 225) que

a comercialização da energia elétrica no ambiente livre exige que a figura contratual aplicada não seja a de um típico contrato de compra e venda, pois não estamos diante de um bem comum como tantos outros, mas, antes, diante de um bem que exige regras de fornecimento (e que estão desenhadas nos regimentos do mercado) e de apurações financeiras (igualmente formalizadas em normativos da CCEE) acopladas às de direito civil reguladoras da compra e venda, o que nos lega um contrato de roupagem mista e reforça o equilíbrio entre os dois ramos do direito que apontamos anteriormente.

Segue na mesma linha interpretativa o advogado e professor Rodrigo Brandão Fontoura (2014, p. 177), que classifica os contratos de compra e venda de energia elétrica como documentos de natureza peculiar:

Referidos contratos têm, todavia, uma natureza bastante *sui generis*, haja vista a sua condição de instrumento que dispõe sobre a compra e venda de uma commodity manifestamente peculiar, que é a energia elétrica. Esta, por sua vez e na condição de ativo comercializável, possui diversas particularidades que a destacam dos demais objetos passíveis de compra e venda, como a formatação de ambientes específicos de mercado (contratação regulada e contratação livre); sujeição às regras do ente regulador do setor elétrico: a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; a participação (mesmo que algumas vezes não efetiva) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE; a apresentação de lastro para a venda de energia; entre outros, o que a torna por princípio diferenciada e, até por inerência, resulta na afetação do veículo pelo qual é formalizada sua disponibilização ao mercado: o contrato de comercialização.

De forma semelhante, no mercado livre de gás natural do Estado de São Paulo, conforme dispõe o §1º, do art.4º, da Deliberação Arsesp nº 230/2011, as transações entre os comercializadores e os usuários livres devem ser feitas mediante a assinatura de contrato de compra e venda que contenha, no mínimo, os seguintes dados, direitos e obrigações:

- a) Identificação das partes, contendo:
 - Do COMERCIALIZADOR: razão social da empresa, domicílio, dados dos representantes legais; e
 - Do USUÁRIO LIVRE: razão social, localização da Unidade Usuária, número de cliente junto à CONCESSIONÁRIA, número de identificação do medidor.

- b) Duração do CONTRATO DE COMPRA e VENDA DE GÁS e condições de renovação e de rescisão;
- c) Preço do gás, tributos e taxas aplicados;
- d) Volumes contratados;
- e) Condições de interrupções;
- f) Condições de faturamento e pagamento, abrangendo prazos, formas e multa moratória;
- g) Penalidades por descumprimento contratual;
- h) Obrigação de o USUÁRIO LIVRE contratar o gás canalizado para uso próprio, ficando vedada sob qualquer hipótese a venda, cessão ou qualquer outra utilização do energético, além daquela para a qual foi contratada.

De tal modo, tendo em vista as condições específicas que regem a comercialização de energia elétrica e gás natural, especialmente relacionadas ao objeto das contratações, além da necessidade do cumprimento de condições regulatórias, especialmente relacionadas ao registro das contratações, entende-se que tais documentos configuram contratos de compra e venda atípicos.

Haja vista as considerações realizadas, no presente capítulo são analisadas as principais cláusulas presentes tanto nos contratos de compra e venda de energia elétrica quanto de gás natural, no Estado de São Paulo. Para tanto, considerando a aplicação da teoria geral dos contratos, realiza-se a análise das cláusulas similares, presentes nos dois âmbitos de contratação. Depois, passa-se à análise das condições específicas que demandem a elaboração de cláusulas determinadas.

Adota-se o contrato de compra e venda de energia elétrica do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) (BBCE, 2019) como base comparativa, no que tange à redação atribuída às cláusulas em relação às condições apresentadas nas Deliberações da Arsesp que tratam do tema, quais sejam: 230 e 231, já esmiuçadas nesta pesquisa.

4.1.1 Preâmbulo: as partes contratantes

Como regra geral, para que sejam válidos, obrigatoriamente, todos os contratos devem ser firmados por agentes que possuam capacidade jurídica, ou seja, que estejam aptos a exercer atos da vida civil, conforme preceitua o inciso I, do art. 104, do Código Civil: “A validade do negócio jurídico requer: I - agente capaz”. Sobre o tema, Orlando Gomes (2019, p. 188) preceitua que

o contrato é inválido quando falta ou é defeituoso um de seus pressupostos ou requisitos, como o celebrado pessoalmente pelo absolutamente incapaz ou aquele no qual o consentimento foi manifestado por erro. No primeiro caso, falta um pressuposto; no segundo, um dos requisitos está viciado. É uma deficiência intrínseca do contrato que impede a produção dos seus normais efeitos.

Adicionalmente, em cada um dos mercados, seja de energia elétrica ou de gás natural, são determinados requisitos legais que necessariamente devam ser atingidos para que uma pessoa possa

figurar como parte em um contrato de compra e venda em ambiente de contratação livre. No caso das pessoas jurídicas, é indispensável a representação por quem tenha poderes que tenham sido expressamente concedidos, seja por lei ou pelo interessado, por intermédio de instrumento competente, conforme redação do *caput*, do art. 115 do Código Civil.

Conforme informações descritas de forma detalhada no item 3.2.1 (Os agentes participantes), do Capítulo 3 desta pesquisa, no ACL, podem figurar como partes contratantes os geradores de energia elétrica consumidores, os comercializadores, incluindo os varejistas e os consumidores, sejam estes livres ou especiais, que cumpram os requisitos legais vigentes, desde que sejam agentes na CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

Da mesma forma, nos termos descritos no item 2.2.1 (Os agentes participantes) do Capítulo 2 desta pesquisa, no mercado livre de gás natural podem figurar como partes contratantes o usuário livre, o autoprodutor, o autoimportador e o comercializador de gás natural.

Por conseguinte, cabe esclarecer que os vendedores e compradores de energia elétrica e de gás natural não se configuram como fornecedores⁴⁹ e consumidores⁵⁰, conforme as disposições da Lei nº 8.078/1990, o Código de Defesa do Consumidor, tendo em vista a relação civilista que estabelecem. Entende-se não haver vulnerabilidade ou hipossuficiência do comprador, não sendo aplicável a responsabilidade objetiva em caso de ocorrências de danos.

4.1.2 Os objetos dos contratos

Pela teoria geral dos contratos, nos termos do art. 104, do Código Civil, todos os objetos de contratação devem versar sobre coisas lícitas, determinadas ou determináveis, quando indicadas pelo gênero e pela quantidade demandada. Resume Silvio de Salva Venosa (2018, p. 94):

O objeto sobre o qual repousa a vontade dos contratantes deve ser determinado. Não é possível obrigar o devedor a pagar alguma coisa, ou a exercer alguma atividade, de forma indeterminada. Por vezes, o objeto não é determinado no nascimento do contrato, mas deve ser determinável em seu curso. [...]

O objeto e as prestações de um contrato devem ser possíveis. Essa possibilidade tanto deve ser física como jurídica. A impossibilidade jurídica encontra obstáculo no ordenamento. É impossível, por exemplo, contratar a importação de coisa proibida pela lei. A impossibilidade é física quando o contratante não tem as condições de realizá-la. [...]

O objeto do contrato deve ser lícito. Não pode contrariar a lei e os bons costumes. Não é lícito um contrato de contrabando, nem é moral um contrato que obrigue uma pessoa a manter-se em ócio, sem trabalhar.

⁴⁹ Art. 3º, da Lei nº 8.078/1990: “Fornecedor é toda pessoa física ou jurídica, pública ou privada, nacional ou estrangeira, bem como os entes despersonalizados, que desenvolvem atividade de produção, montagem, criação, construção, transformação, importação, exportação, distribuição ou comercialização de produtos ou prestação de serviços”.

⁵⁰ Art. 2º, da Lei nº 8.078/1990: “Consumidor é toda pessoa física ou jurídica que adquire ou utiliza produto ou serviço como destinatário final”.

Especificamente nos casos de contratos de compra e venda típicos, a coisa deve ser alienável, haja vista a previsão expressa do art. 86 do Código Civil, que dispõe que “são consumíveis os bens móveis cujo uso importa destruição imediata da própria substância, sendo também considerados tais os destinados à alienação”. Vale salientar que os bens impenhoráveis não podem ser comercializados, nos termos dos artigos 1.711 a 1.722 do Código Civil, sob pena de nulidade do ato por fraude (art. 166, IV, do Código Civil).

Nas palavras de Daniel Ustárriz (2015, p. 9), em uma transação de compra e venda típica, “o vendedor se compromete a transferir a propriedade do bem e o entregar livre de vícios, em condições de adequada fruição por parte do comprador. Este último, de seu turno, tem como dever principal pagar o preço, na forma acordada pelas partes”.

Cabe destacar que o objeto do CCVEE é a compra e a venda de energia elétrica, bem essencial e imaterial e não público, em que um dos agentes se compromete a disponibilizar e o outro a adquirir a energia elétrica para uso próprio ou para terceiro, segundo as especificações técnicas, econômicas e financeiras descritas no documento firmando entre os contratantes (MAGALHÃES, 2009, p.87).

Em comum acordo e em conformidade com as regras e procedimentos de comercialização vigentes, as partes contratantes especificam o tipo de energia elétrica contratada (convencional, convencional especial, incentivada de cogeração qualificada: 50% ou 100%; ou incentivada especial: 50% ou 100%), a quantidade contratada, o ponto de entrega da energia elétrica, o cronograma de entrega e os períodos de suprimento, as condições de distribuição do volume da energia elétrica contratada (sazonalização e modulação, se aplicáveis).

As condições de distribuição do volume da energia elétrica contratada permitem a adequação das partes as suas necessidades específicas. A sazonalização permite a distribuição do volume de energia elétrica contratada em período mensal, desde que informada pela parte compradora à parte vendedora no mês de novembro do ano antecedente ao início do fornecimento da energia. Ainda, se aplicável, a parte compradora deve informar à parte vendedora a modulação da energia mensal para o mês de referência, sob pena de, não o fazendo, ter a energia registrada de maneira uniforme entre todos os períodos de suprimento, ou seja, apresentar modulação *flat*.

O ponto de entrega estabelecido contratualmente é virtual, dadas as particularidades da energia elétrica. Por isso, não há a entrega física da energia disciplinada no CCVEE especificamente entre as partes contratantes. Neste contexto, não são aplicáveis as previsões relacionadas à tradição dos bens móveis, descritas nos artigos 493 e 494 do Código Civil, visto não ser possível estipular

onde, de fato, será o ponto de entrega da energia, ao longo do SIN. Neste sentido, a entrega é apurada pela CCEE, mediante as aferições realizadas nos medidores. Andrea Ueda (2015, p. 157) afirma que

no caso particular da comercialização de energia elétrica, objeto deste trabalho, é importante ressaltar que não estamos a falar do contrato pelo qual o agente distribuidor entrega energia elétrica ao consumidor final (chamados usuários) ou a outros “consumidores”, visto que, nessa hipótese, estaríamos a tratar da atividade de distribuição, natural e totalmente regulada (regulação administrativa), em que se vislumbra a figura do concessionário de serviço público e na qual o modelo de contrato, ainda que com raízes no direito civil, segue muitas regras de direito administrativo, em nítida derrogação do direito privado pelo direito público (“publicização do direito privado”).

Diferentemente do mercado de energia elétrica, no mercado de gás natural as características físicas da molécula vendida são indispensáveis às transações comerciais. Andrea Ueda (2015, p. 170) observa que, no SIN, “o elétron não é marcado, o que implica dizer que a energia elétrica gerada em uma usina e por esta revendida a um consumidor livre não necessariamente é a que será por ele efetivamente consumida”. No entanto, apesar de também não ser marcado, o gás natural apresenta características térmicas e de composição que influenciam na contratação.

Nos dois setores, é comum a presença de cláusulas de *Take-or-Pay* e *Ship-or-Pay*⁵¹, que tratam das provisões sobre a quantidade de energia elétrica e de gás natural contratada e do correspondente preço da energia e da molécula.

Conforme disposição do Despacho ANP nº 562/2008, “representam práticas usuais adotadas no âmbito da indústria do gás natural, no Brasil e no exterior”. Nos termos do referido documento:

- (i) A cláusula de *Take-or-Pay*, integrante dos contratos de compra e venda de gás natural, determina a regra pela qual o comprador/importador assume a obrigação de pagar um percentual mínimo sobre a quantidade total contratada de gás natural, em um período de apuração especificado, independentemente do seu efetivo consumo ou da sua internalização neste íterim, objetivando-se assegurar o retorno mínimo dos investimentos realizados na exploração dos campos e tratamento do gás natural ao vendedor/fornecedor do energético;
- (ii) A cláusula de *Ship-or-Pay* estabelece a regra de que o agente que contrata capacidade de transporte junto ao transportador para escoar gás natural é obrigado a pagar por ela ainda que não a utilize, objetivando-se garantir o retorno dos investimentos realizados em instalações de transporte dutoviário de gás natural.

Vale pontuar ainda a definição legal corroborada no art. 1º, §4º, da Lei 10.321/2001:

Art. 1º, § 4º: Entende-se por cláusula *take or pay* a disposição contratual segundo a qual a pessoa jurídica vendedora compromete-se a fornecer, e o comprador compromete-se a adquirir, uma quantidade determinada de gás natural, sendo este obrigado a pagar pela quantidade de gás que se compromete a adquirir, mesmo que não a utilize.

⁵¹ Zevi Kann (2019) entende haver uma limitação do repasse de preços excessivos aos consumidores e o impedimento do repasse de obrigações contratuais que estipulem “take or pay” ou “ship or pay” às tarifas, o que impediria o by pass físico das distribuidoras com a viabilização do mercado livre de gás natural canalizado, visto que todos os consumidores, obrigatoriamente, realizarão o pagamento mensal da TUSD.

Na opinião de Rafael Batista Marquez (2018, p. 11), as cláusulas apresentam grande valia nas contratações envolvendo o gás natural, por garantirem ao vendedor o pagamento dos valores, de forma independente ao consumo pelo usuário:

As partes envolvidas numa relação de longo prazo necessitam, especialmente, de segurança e previsibilidade. Nesse sentido, a cláusula *take or pay* desempenha ótima função. De um lado, propicia a uma das partes a realizar investimentos na medida em que o fornecimento mínimo do seu produto está garantido e, de outro, garante ao comprador um conforto e o resguardo da falta de produto, a fim de que ele possa se comprometer com a sua produção e seus clientes.

Verifica-se que, nos contratos de compra e venda de gás natural, é possível citar a existência das cláusulas de *Make-up Gas*. Vale destacar que o comprador do gás natural, nos contratos de compra e venda de gás natural, outorga, sob determinadas condições, o direito de recuperação futura de quantidades de gás natural não retiradas, mas pagas pelo comprador/importador em virtude da cláusula de *Take-or-Pay*.

Diante do exposto, observa-se uma diferença entre as contratações de energia elétrica e de gás natural realizadas em ambiente de contratação livre, considerando a influência da entrega física do insumo do gás natural, disciplinada em outros contratos coligados, o que não ocorre no setor elétrico.

4.1.3 Prazo de vigência dos contratos

Nos termos da teoria geral dos contratos, as obrigações podem ser executadas instantaneamente ou de forma continuada. Neste último caso, as partes ficam cingidas à realização de prestações contínuas ou repetidas em períodos estipulados, por tempo determinado ou não (GOMES, 2019).

Conforme ensina Maria Helena Diniz (2003, p. 100), os contratos de execução continuada são aqueles que “se protraem no tempo, caracterizando-se pela prática ou abstenção de atos reiterados, solvendo-se num espaço mais ou menos longo de tempo” (a jurista cita como exemplos os contratos de compra e venda típicos, a prazo, nos quais as partes convencionaram o pagamento parcelado e os contratos de fornecimento de mercadoria, em que o comprador paga por período, mediante cada fornecimento).

Também sobre os contratos de compra e venda típicos, Orlando Gomes ensina que

o contrato de compra e venda é daqueles cuja execução pode ocorrer de uma só vez, sendo indiferente que o cumprimento das obrigações se verifique imediatamente após sua perfeição ou depois de algum tempo. Em qualquer das hipóteses, a execução é única, podendo-se afirmar, conseqüentemente, que é contrato instantâneo, seja de execução imediata, ou de execução diferida. Nada impede, contudo, que os contratantes renunciem à execução única,

dividindo a prestação no tempo. O parcelamento voluntário da prestação não o converte, porém, em contrato de duração ou de execução continuada (GOMES, 2019, p. 217).

Gerusa Magalhães (2009, p. 95) observa que os contratos de compra e venda de energia elétrica decorrerem de relações bilaterais e resguardadas de confidencialidade. Por isso, não existem “informações precisas sobre a frequência e os prazos das contratações realizadas entre os agentes” (MAGALHÃES, 2009, p. 95). No entanto, Magalhães (2009, p. 95) ainda destaca que existe uma tendência para contratações de médio e longo prazos, especialmente no caso dos consumidores livres, que “devem considerar suas contratações no horizonte de cinco anos”, visto que “o retorno destes ao ACR depende de aviso com antecedência mínima de cinco anos à distribuidora, sendo uma liberalidade da concessionária aceitá-los antes de transcorrido este prazo”.

Segundo Magalhães (2009, p. 102), “nota-se que a opção por contratos longos se justifica em razão dos investimentos necessários para expansão da geração, da garantia de disponibilidade e de preço, bem como pela obrigação regulatória de respaldo contratual de 100%.”

Corroborando com o entendimento a autora Andréa Ueda (2015, p.234), ao observar que o CCVEE:

Tem características de um contrato de fornecimento de longo prazo, visto que, em razão das flutuações possíveis entre prestação e contraprestação, é aceito que as partes pactuem que o comprador garantirá, ao longo de um período, um fluxo mínimo de pagamento ao vendedor, independentemente da quantidade de energia elétrica efetivamente a ser usada, sendo que eventuais ajustes são feitos ao longo da contratação. O comprador deverá informar ao vendedor os períodos e quantitativos de energia elétrica que deseje, em conexão com a modulação da parte vendedora, que será apresentada de acordo com o cronograma de entrega (período de suprimento).

Ao descrever a necessidade do estabelecimento de relações de longo prazo, a fim de que seja atingida a previsibilidade das contratações, com a consequente mitigação dos riscos associados aos valores e à disponibilidade da energia, sobre os consumidores livres e especiais, afirma Nunes Mota (2015, p. 65) que

ter um contrato de médio a longo prazo com um indexador definido resulta em maior previsibilidade no preço de energia a ser pago. Essa previsibilidade não é possível ao consumidor regulado, uma vez que seu custo com a compra de energia é valorado pelas tarifas reguladas das distribuidoras que são reajustadas anualmente.

Neste panorama, destaca-se que a Cláusula 1.5, do CCVEE em análise, não trata de períodos específicos de contratação, deixando a exclusivo critério das partes a definição do tempo de contratação.

1.5 – Vigência. Cada Acordo Comercial de Transação vigorará a partir da sua assinatura até o efetivo cumprimento de todas as obrigações contratuais assumidas pelas Partes, incluindo, mas não se limitando, ao suprimento/disponibilização da Energia Elétrica Contratada durante

todo o Período de Suprimento/Disponibilização fixado nas Condições Comerciais e o pagamento de todas as correspondentes faturas/notas fiscais.

Segundo informações da CCEE, disponibilizadas aos agentes no mercado no mês de setembro de 2019, o percentual de 30% dos contratos de compra e venda de energia elétrica no ACL apresentam prazo de vigência de dois a quatro anos, conforme gráfico 7 (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, p. 8):

Gráfico 7 – Duração e montante (MW médios) dos contratos CCEAL de compra por consumidores Livres e especiais no ACL

Fonte: CCEE

No setor de gás natural, assim como no setor de energia elétrica, não há qualquer previsão sobre prazos legais que direcione os agentes à assinatura de contratos de compra e venda da molécula por períodos específicos. Neste sentido, se tratando de condição comercial, cabe às partes o estabelecimento dos prazos, conforme melhor conveniência, a partir de análises financeiras realizadas previamente⁵².

Diante do exposto, observa-se ser indispensável a determinação do prazo de vigência do contrato e do fornecimento da energia elétrica ou do gás natural. É possível que os contratantes no mercado livre de gás natural sigam a mesma sistemática de compra e venda adotada no setor de energia elétrica, em que há a opção por compras em longo prazo, em que os valores permanecem

⁵² Não existem dados suficientes que permitam o levantamento quantitativo sobre a tendência de prazos de vigência dos contratos de compra e venda de gás natural, em ambiente livre, no Estado de São Paulo.

fixados por longos períodos, considerando a característica principal das contratações em ambiente livre relacionada à previsibilidade das contratações.

4.1.4 Excludentes de responsabilidade: caso fortuito ou força maior

Segundo Carlos Roberto Gonçalves (2016, p.667), “o caso fortuito geralmente decorre de fato ou ato alheio à vontade das partes: greve, motim, guerra”. Já a “força maior é a derivada de acontecimentos naturais: raio, inundações, terremoto”. Resume o jurista que a configuração destes depende, de forma conjugada, da inevitabilidade e superveniência dos fatos (GONÇALVES, 2016, p.667):

para a configuração do caso fortuito, ou de força maior, a presença dos seguintes requisitos: a) o fato deve ser necessário, não determinado por culpa do devedor, pois, se há culpa, não há caso fortuito; e reciprocamente, se há caso fortuito, não pode haver culpa, na medida em que um exclui o outro. Como dizem os franceses, culpa e fortuito *ces sont des choses que hurlent de se trouver ensemble*; b) o fato deve ser superveniente e inevitável; c) o fato deve ser irresistível, fora do alcance do poder humano.

Arnaldo Rizzardo (2019, p. 65) enaltece que a ausência de qualquer culpa do agente é indispensável à configuração tanto da força maior quanto do caso fortuito:

Apresenta-se como inevitável o evento se aponta uma causa estranha à vontade do obrigado, irresistível e invencível, o que só acontecer caso não tenha concorrido culposamente o agente. [...]

O conceito de culpa é amplo. Vindo incrustada no comportamento, desaparece a inevitabilidade. Ou o fato, pela sua imprevisibilidade, se tornou irresistível, aparecendo como inevitável, o que equivale à impossibilidade; ou o autor tinha meios de resistir ao evento, mesmo que imprevisível, conduzindo à configuração da culpa, se não resistir. Na eventualidade de estar munido de meios de resistir ao evento, mesmo que imprevisível, conduz à configuração da culpa se não resistir. O fato súbito e inesperado forma elemento integrante do caso fortuito quando não pode ser evitado, dentro das possibilidades do devedor. [...]

A inevitabilidade reclama que seja o evento irresistível, fora do alcance do poder humano. Desde que seja impossível a remoção pela vontade do devedor, não há de se cogitar da culpa deste pelo inadimplemento da obrigação, pois independe de qualquer previsão da pessoa o fato.

Configuradas as citadas situações, afasta-se a responsabilidade do agente sobre os prejuízos decorrentes do inadimplemento contratual, nos termos do *caput*, do artigo 393⁵³, do Código Civil. No entendimento de Caio Mário da Silva Pereira (2018, p. 390):

Considerando os seus efeitos, os acontecimentos de força maior ou caso fortuito – *casus vel damnum fatale* – atuam como escusativa de responsabilidade quando se demonstra que o fato aconteceu de tal modo que as suas consequências danosas não puderam ser evitadas pelo

⁵³ Art. 393. O devedor não responde pelos prejuízos resultantes de caso fortuito ou força maior, se expressamente não se houver por eles responsabilizado.

Parágrafo único. O caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato necessário, cujos efeitos não eram possíveis evitar ou impedir”

agente, e destarte ocorreram necessariamente. Por tal razão, excluem-se como excludentes de responsabilidade os fatos que foram iniciados ou agravados pelo agente, caso em que este responde integralmente.

Em cumprimento aos ditames legais, no setor elétrico, o CCVEE em análise dispõe que:

6.1 – Caso Fortuito ou Força Maior. Caso alguma das Partes não possa cumprir quaisquer de suas obrigações, por motivo de Caso Fortuito ou Força Maior nos termos da Legislação Aplicável, a Parte afetada pelo evento não responderá pelas consequências do não cumprimento das obrigações durante o seu tempo de duração e proporcionalmente aos seus efeitos.

Cabe observar que, na cláusula 6.2 do CCVEE, são listados⁵⁴ os eventos cujas ocorrências não são caracterizadas como hipóteses de caso fortuito ou força maior e, consequentemente, não excluem da parte inadimplente a obrigatoriedade do ressarcimento à parte inocente:

6.2 – Exclusões de Caso Fortuito ou Força Maior. Não são caracterizados Caso Fortuito ou Força Maior os seguintes eventos:

- (a) Problemas e/ou dificuldades de ordem econômico-financeira de qualquer das Partes;
- (b) A recusa da CCEE em proceder a contabilização e/ou liquidação deste Acordo Comercial de Transação, causada por ação ou falha de qualquer das Partes em obter qualquer consentimento necessário de uma autoridade Governamental, inclusive desligamento da CCEE;
- (c) Insolvência, liquidação, falência ou recuperação judicial ou extrajudicial de quaisquer das Partes, reorganização, encerramento, término ou evento semelhante, de uma Parte ou de Terceiros;
- (d) Variações do PLD em qualquer valor, incluindo alteração de piso e teto, suas definições e forma de cálculo;
- (e) Greves e/ou interrupções trabalhistas, inclusive medidas de efeito semelhante, tanto de empregados e contratados de uma das Partes como de suas contratadas;
- (f) Realização de paradas nas instalações da Parte Compradora, sejam elas previstas ou extraordinárias para manutenção;
- (g) Eventuais falhas nas instalações de distribuição ou transmissão da concessionária, à qual esteja conectada a Parte Compradora, que impeçam ou dificultem o consumo da Energia Elétrica Contratada;
- (h) A possibilidade que se apresentar à Parte Vendedora ou à Parte Compradora de, respectivamente, vender ou comprar no mercado Energia Elétrica, independente do meio de negociação, ou diretamente junto à CCEE, equivalente àquela celebrada no Acordo Comercial de Transação, a preços mais favoráveis do que o preço estabelecido no Anexo I deste Acordo Comercial de Transação;
- (i) Perda de Mercado da Parte Compradora, redução do consumo pela Parte Compradora ou a impossibilidade da Parte Compradora de consumir a energia elétrica contratada;
- (j) Qualquer ação de autoridade governamental cujo ato a Parte poderia ter evitado se tivesse cumprido com a Legislação Aplicável;
- (k) Se aplicável, eventual atraso na migração da Parte Compradora ou atraso na efetiva adesão perante a CCEE para se enquadrar na categoria de consumidor de energia;

Haja vista as características das contratações no ACL que enfatizam a proteção a possíveis variações futuras de preço da energia elétrica, as mudanças econômicas e financeiras das partes e do mercado não são consideradas como hipóteses de caso fortuito ou de força maior e, consequentemente, não ocasionam a exclusão da obrigatoriedade de ressarcimento em caso de

⁵⁴ Por se tratar de um rol taxativo de eventos, não há margem para a realização de interpretação extensiva com a finalidade de modificá-lo ou ampliá-lo, exceto em caso de acordo entre as partes, formalizado mediante a assinatura de aditamento entre as partes.

prejuízos à parte inocente. Neste contexto, torna-se indevido qualquer questionamento sobre a onerosidade excessiva⁵⁵ da contratação e, conseqüentemente, da limitação ou da exclusão do direito de indenizar em caso de inadimplemento contratual.

Igualmente, não são consideradas como excludentes de responsabilidade a insolvência, a liquidação, a falência ou recuperação judicial ou extrajudicial de qualquer das partes. Cabe destacar que, nas referidas hipóteses, cabe à parte inocente a indenização pelos prejuízos causados em sede de processo judicial, quando aplicável.

Ricardo Gobbi Lima (2006, p. 372-3) entende que, por se tratar de um mercado de alto risco é previsível a alteração dos valores a serem pagos pela energia elétrica. Neste contexto, cabe às partes a avaliação dos riscos para o cumprimento das obrigações estabelecidas:

O risco do mercado de energia elétrica pode ser caracterizado como a combinação dos riscos de preços e de volumes, entendendo-se volume como a quantidade de energia elétrica utilizada pelos consumidores finais.

(...)

Além da volatilidade observada no histórico recente do PLD, sua projeção depende das afluências futuras e, portanto, apresentam alto grau de incerteza. Desta forma, os riscos, associados à imprevisibilidade dos preços futuros do mercado de curto prazo, podem ser significativos.

Ainda, a manutenção da condição de agente na CCEE pelas partes, durante o período da contratação é indispensável ao cumprimento das obrigações contratuais. Diante da ciência desta condição elementar, o atraso na migração ou mesmo o desligamento do agente na CCEE não podem ser tidos como hipóteses de excludente de responsabilidade, sendo a parte inadimplente obrigada ao ressarcimento de todos os prejuízos que a condição venha a ocasionar à outra parte.

No mesmo contexto, a ocorrência de eventos que envolvam condições físicas de fornecimento da energia elétrica, como as falhas ou as interrupções não programadas não são consideradas como caso fortuito ou força maior no CCVEE, visto não serem objeto da contratação, sendo disciplinadas no CUSD firmado entre o agente e a concessionária de energia elétrica.

Sob o mesmo fundamento está a descaracterização das greves de trabalhadores como excludentes de responsabilidade em CCVEE, considerando que o fornecimento físico da energia elétrica, que poderia ser prejudicada em caso de suspensão das atividades, não é objeto do contrato em análise.

Indispensável salientar que, caracterizada a ocorrência de evento que impeça a realização das obrigações, torna-se imprescindível ao devedor notificar, por escrito, a parte inocente sobre a

⁵⁵Conforme dispõe o art. 478, do Código Civil: “Nos contratos de execução continuada ou diferida, se a prestação de uma das partes se tornar excessivamente onerosa, com extrema vantagem para a outra, em virtude de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, poderá o devedor pedir a resolução do contrato. Os efeitos da sentença que a decretar retroagirão à data da citação”.

ocorrência e, ainda, informar a estimativa da duração de sua incapacidade, conforme cláusula 6.4 do CCVEE⁵⁶. Durante o período, ficam suspensas todas as obrigações contratadas entre as partes (cláusula 6.3, do CCVEE⁵⁷).

Cabe sopesar que a manutenção do evento de caso fortuito ou de força maior, de forma ininterrupta, por período superior a 30 dias, possibilita a rescisão antecipada do CCVEE pela parte inocente, com a isenção e liberação de todas as obrigações devidas na contratação, exceto aquelas constituídas em momento anterior à ocorrência do evento, nos termos da Cláusula 6.9⁵⁸ do documento.

Em relação ao mercado livre de gás natural, observa-se que não existem previsões específicas nas deliberações da Arsesp em comento que tratem de caso fortuito ou de força maior. Neste contexto, aplicam-se as disposições gerais do Código Civil. Assim, entende-se aplicáveis as mesmas hipóteses de excludente de responsabilidade, assim como as previsões que tratam da não configuração dos eventos. Ainda, percebem-se necessárias também as disposições sobre a estipulação de prazo de manutenção da condição e, conseqüentemente, a rescisão das relações jurídicas, após período previamente estabelecido entre os contratantes.

4.1.5 As penalidades contratuais

Segundo Marinangelo (2016, p. 226): “O cumprimento espontâneo das obrigações é pressuposto essencial para o bom desenvolvimento das relações negociais e do tráfico jurídico”. Ocorre que “quem contrata o faz ciente do risco do inadimplemento, seja ele absoluto ou relativo,

⁵⁶ “6.4 – Deveres de Notificar e Mitigar. A Parte Pleiteante deverá, em até 48 (quarenta e oito) horas após conhecer o evento de Caso Fortuito ou Força Maior, notificar por escrito a outra Parte sobre a respectiva ocorrência, descrevendo-a com informações que indiquem sua natureza, em que medida impede o cumprimento de suas obrigações nos termos do Acordo Comercial de Transação efetuada e, com base nas informações então disponíveis, fornecer uma estimativa, não vinculante, da extensão e duração de sua incapacidade de cumprir as obrigações.”

⁵⁷ “6.3 – Dispensa de Obrigações. Se, por motivo de Caso Fortuito ou Força Maior, uma Parte estiver impedida de cumprir suas obrigações, total ou parcialmente, em um ou mais Acordo(s) Comercial(is) de Transação(ões), porém cumprir os requisitos desta Cláusula (“Parte Pleiteante”), esta Parte não incorrerá em inadimplemento contratual e ficará dispensada de cumprir as obrigações diretamente afetadas pelo evento, durante o tempo e na medida em que o evento impedir sua execução. Para as hipóteses contempladas nesta Cláusula, não serão devidas quaisquer compensações em relação às quantidades contratadas não entregues, não aceitas, não registradas ou não validadas.”

⁵⁸ 6.9 – Rescisão Antecipada por Caso Fortuito ou Força Maior. O presente Acordo poderá ser rescindido por qualquer das Partes, caso um evento comprovadamente de Caso Fortuito ou Força Maior, ou seus efeitos, subsistam por um período ininterrupto de 30 dias, impedindo qualquer das Partes de cumprir suas obrigações previstas no presente Acordo Comercial de Transação. Com tal rescisão, ambas as partes estarão isentas e liberadas de todas as obrigações e responsabilidades advindas do Acordo, com exceção do pagamento de quaisquer importâncias já devidas anteriormente à época da ocorrência do evento de Caso Fortuito ou Força Maior”.

sem que tal risco seja, necessariamente, impeditivo à formação do contrato” (MARINANGELO, 2016, p. 207).

De tal modo, configura-se o descumprimento relativo por um dos contratantes quando, mesmo após o inadimplemento contratual, a obrigação permanecer viável, possível e útil ao credor (art. 394, do Código Civil). No descumprimento absoluto, a prestação devida deixa de ser passível de realização ou passa a não mais interessar ao credor (CUNHA, 2015, p.76).

Neste contexto, conforme disposição do art. 409, do Código Civil, com a finalidade de fixar o valor das perdas e danos a ser pago pela parte infratora à parte inocente previamente à ocorrência do dano, as partes podem estabelecer contratualmente cláusulas penais⁵⁹, moratórias ou compensatórias. Percebe Daniel Ustárriz (2015, p. 22), que “trata-se de uma previsão acidental nos contratos, que surge do interesse dos contratantes em regrearem de antemão os efeitos oriundos do inadimplemento”.

Judith Martins Costa (2009, p. 614) descreve as finalidades apresentadas pelas referidas cláusulas:

A cláusula penal pode ter duas finalidades: (a) indenizar – estabelecendo, prévia e substantivamente, o valor das perdas e danos para o caso de inadimplemento culposos da prestação – ou (b) coagir ao cumprimento, mediante um “estímulo”, “pressão” ou “ameaça” ao devedor. Essa pressão pode ser feita por dois modos, ou formas: (b.1) ou o devedor é pressionado ao cumprimento porque, se não cumprir, o credor terá a faculdade de exigir, em vez da prestação que o devedor se recusa a cumprir, uma outra prestação, visando contemplar a satisfação do interesse do credor, que, então, substituirá a prestação devida; ou (b.2) por meio da dação, ao credor, de um plus, como algo que acresce à execução específica da prestação ou à indenização pelo não cumprimento.

Em vista da distinta finalidade que as partes podem atribuir à cláusula penal que decidam pactuar, são oferecidas, pela doutrina, duas respostas que se refletem na qualificação de sua natureza jurídica, na discriminação de suas espécies (há duas espécies, ou apenas uma, híbrida?) e do seu regime, carreando alguns importantes problemas de ordem prática conforme a tese adotada.

Convém considerar que, segundo estipula o art. 416, do Código Civil “para exigir a pena convencional, não é necessário que o credor alegue prejuízo” material. Assim, o credor pode se aproveitar da cláusula penal como “sucedâneo predeterminado das perdas e danos, eximindo-se da comprovação dos efetivos prejuízos a que estaria obrigado caso o contrato não contivesse o mencionado pacto acessório”.

Especificamente em relação às cláusulas penais moratórias ensina Rafael Marinangelo (2016, p. 227):

⁵⁹ O valor da cominação imposta na cláusula penal não pode exceder o da obrigação principal, nos termos do art. 412, do Código Civil.

Na mora, a despeito do cumprimento imperfeito da obrigação, subsiste a utilidade para o credor, motivo pelo qual ainda se interessa pelo recebimento da prestação, acrescido dos consectários legais previstos no art. 395, do Código Civil, quais sejam: Indenização dos prejuízos por perdas e danos, juros correção monetária e honorários de advogado (se a pretensão for satisfeita com o concurso da ajuda profissional).

Por conseguinte, Christiano Cassettari (2017, p. 69) conceitua as cláusulas penais compensatórias:

A cláusula penal compensatória possui como característica a substitutividade, em que o credor, em razão do inadimplemento total da obrigação, poderá exigir a cláusula penal no lugar da obrigação principal. Nesse caso, o pagamento da cláusula penal substitui o cumprimento da obrigação ajustada.

Adiciona Daniel Ustárrroz (2015, p. 24) que

a cláusula penal compensatória pode ser útil, tanto para o credor quanto para o devedor. Ao primeiro, na medida em que lhe dispensa a prova de fatos constitutivos de seu direito. Ao segundo, porque limita a sua responsabilidade civil, oferecendo segurança em relação aos efeitos de seu próprio inadimplemento.

Essencial observar que o valor estabelecido entre as partes possa não corresponder à totalidade dos prejuízos sofridos pelo credor da obrigação. Caso os prejuízos sejam menores do que o valor estabelecido na cláusula penal, entende-se que a cláusula predeterminou o montante indenizatório. Na hipótese de a indenização superar os prejuízos ocasionados pelo infrator, se “diz que a cláusula penal exerce dupla função: de prefixação indenizatória e de reforço da obrigação (intimidação), desmotivando o devedor a descumprir a prestação continuada” (MARINANGELO, 2016, p. 231).

Convém sopesar que, de forma excepcional à referida regra, caso haja previsão expressa no contrato, as partes podem estipular o pagamento de indenização suplementar, superior ao montante determinado na cláusula penal, competindo ao credor a comprovação do prejuízo excedente (art. 416, parágrafo único, do Código Civil).

A título de exemplificação, consoante especificado na cláusula 15.1⁶⁰, do CCVEE, nos casos de atraso de pagamento pela energia elétrica, fica caracterizada a mora em pagamento. Nesta hipótese, a parte compradora inadimplente fica sujeita ao pagamento dos “encargos por mora de pagamento”, nos termos da cláusula 15.2, do CCVEE (cláusula penal moratória), a seguir transcrita:

15.2 –Encargos por Mora de Pagamento. A não ser se disposto de outra forma pelas Partes no Acordo Comercial de Transação, no caso de Mora, sobre as importâncias devidas serão cobrados os seguintes encargos:

⁶⁰“Cláusula 15.1. Mora em Pagamento. Será caracterizada a mora em relação a uma Parte quando esta deixar de realizar (integral ou parcialmente) quaisquer pagamentos vinculados a uma ou mais Condições Comerciais, até a data de seu vencimento (a “Mora”)”

- (a) Multa moratória de 2% (dois por cento);
- (b) Juros de mora equivalentes a 1% (um por cento) ao mês, calculados pro rata die, pelo período entre a data do inadimplemento e a do efetivo pagamento, exclusive;
- (c) Atualização monetária *pro rata die* pela variação do IPCA, se positivo, ou de outro índice que vier a substituí-lo em caso de sua extinção, ou de índice que vier a ser pactuado pelas Partes, sobre a importância principal, acrescida da multa e dos juros definidos nas alíneas (a) e (b) acima.

Ainda, em caso de inadimplemento contratual por qualquer das partes no cumprimento das demais obrigações, é cabível a aplicação das condições previstas nas cláusulas penais compensatórias. Nomeadamente na hipótese de “não entrega, não registro ou ausência de ajuste de energia contratada”, a parte vendedora deve ressarcir à parte compradora “o valor correspondente à sua exposição” no MCP (cláusula 8.1.1, do CCVEE). Além disso, considerando a falta de lastro decorrente do inadimplemento da vendedora em relação à compradora, torna-se necessário o ressarcimento tanto para a aquisição do volume no MCP (cláusula 8.1.3, do CCVEE), quanto ao pagamento das penalidades aplicadas pela CCEE à compradora (cláusula 8.1.3.1), do CCVEE.

Também, na hipótese de ausência de aporte de garantia financeira pela vendedora, conforme obrigação descrita nas Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE, esta deve ressarcir integralmente a parte compradora, sem prejuízo do pagamento por todas as penalidades as quais a parte inocente venha a ser submetida, conforme dispõe os itens (i) e (ii), da cláusula 8.1.2:

Cláusula 8.1.2. Ausência de Aporte de Garantia. A falta de aporte de garantias pela Parte Vendedora, nos termos das Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE que expuserem a Parte Compradora em decorrência do não aporte da garantia financeira pela Parte Vendedora na CCEE, nos termos da Legislação Aplicável, deverá ser integralmente ressarcida pela Parte Vendedora, sem prejuízo das demais penalidades e indenizações decorrentes deste Acordo Comercial de Transação, nos seguintes termos:

- (i) Ressarcimento integral da exposição negativa do mercado de curto prazo para o mês de referência, a que a Parte Compradora eventualmente ficar exposta em decorrência da não efetivação do respectivo Acordo Comercial de Transação/Registro, até o 5º (quinto) dia útil após a publicação pela CCEE do valor da exposição financeira negativa da Parte Compradora, se o caso;
- (ii) Ressarcimento integral das despesas (aqui consideradas como o Ágio ou Deságio do mercado praticado à época da recomposição) referentes à recomposição de lastro que a Parte Compradora ficou exposta em decorrência da não efetivação do respectivo Registro;

Em relação à compradora, designadamente na hipótese de “falta de aceite, não validação ou não validação de ajuste”, esta fica “obrigada a efetivar o pagamento dos montantes de energia elétrica correspondentes” (cláusula 8.1.4, do CCVEE), sem prejuízo do pagamento das demais penalidades e indenizações previstas no CCVEE, conforme detalhado na cláusula 8.1.5, do CCVEE:

Cláusula 8.1.5 - Penalidades por Falta de Entrega, não Registro ou ausência de Ajuste. Independentemente do Ressarcimento acima exposto, bem como da Multa Rescisória e da Indenização dos prejuízos experimentados, o valor a ser pago pela Parte Vendedora deverá ser acrescido de todas as penalidades incorridas pela Parte Compradora em virtude da não Entrega, não Registro ou ausência de Ajuste, incluindo, mas não se limitando, às penalidades por falta de lastro de energia e potência.

Ademais, cabe sobressair que, nas hipóteses de inadimplemento contratual, por qualquer das partes, independentemente da rescisão do CCVEE, cabe o pagamento da multa apresentada na cláusula 8.1.6, do CCVEE, correspondente a 10% do valor total do CCVEE:

Ressalvadas as disposições que estabelecem penalidade própria, a Parte que infringir este instrumento incorrerá no pagamento de uma multa no importe de 10% (dez por cento) do valor total deste Contrato, sem prejuízo das perdas e danos porventura sofridos pela Parte inocente, bem como não acarretará a rescisão deste instrumento.

Caso o inadimplemento da parte infratora seja mantido e haja a opção da parte inocente pela rescisão do CCVEE, aplicam-se as penalidades descritas no item 4.3.7, “multa rescisória”, desta pesquisa.

Cumprе observar que, no cenário de transações em ambiente de contratação livre, tanto de energia elétrica quanto de gás natural, assume evidente relevância a discussão concernente aos mecanismos contratuais de que dispõem os contratantes para se protegerem da deliberada decisão da contraparte de deixar de honrar suas obrigações em razão da volatilidade dos preços comercializados nos mercados de curto prazo. Entende-se ser indispensável a determinação prévia das consequências para o ressarcimento dos prejuízos, a fim de evitar a quebra injustificada dos contratos para a obtenção de benefícios econômicos.

4.1.6 Resilição e rescisão dos contratos de compra e venda

Os contratos podem ser extintos por vontade das partes contratantes, por meio da assinatura de distratos (art. 472, Código Civil) que, nas palavras de Orlando Gomes (2019, p. 181), se tratam de um “negócio jurídico pelo qual as partes, declarando conjuntamente a vontade de dar cabo do contrato, rompem o vínculo, extinguindo a relação jurídica” (GOMES, 2019, p. 181).

Nos termos da teoria geral dos contratos, especificamente na hipótese de terem sido firmados por período indeterminado⁶¹ ou no caso de configurarem a execução continuada das obrigações entre as partes, estes podem ser resilidos de forma unilateral, considerando a existência da presunção de que as partes não podem ser obrigadas a permanecer eternamente contratadas. Para tanto, a parte que deseja extinguir a relação jurídica deve notificar à outra neste sentido, comumente por meio do envio à outra de aviso prévio neste sentido (art. 473, do Código Civil). Vale esclarecer que, nestas condições, é dispensável a apresentação de qualquer justificativa para se extinguir a relação jurídica.

⁶¹ A princípio, a resilição unilateral dos contratos firmados por prazo determinado não admitem resilição unilateral. No entanto, cabe às partes a determinação contratual desta condição, legalmente válida.

No mesmo sentido, os contratos podem ser findados na hipótese da ocorrência de eventos que configurem a interrupção de direitos de uma das partes (GOMES, 2019, p. 186), tendo em vista o descumprimento das obrigações contratuais. Trata-se da rescisão contratual, que pode ser operada de pleno direito, se prevista expressamente em cláusula resolutiva no documento firmado entre os contratantes.

Vale salientar que os contratos de compra e venda de energia elétrica e de gás natural, apesar de atípicos, seguem as condições apresentadas na teoria geral dos contratos no que tange às cláusulas de extinção das relações jurídicas contratualmente. Neste contexto, tendo como parâmetro o CCVEE em análise, cabe esclarecer que tais relações podem ser distratadas, mediante acordo entre as partes, por meio da assinatura de documento neste sentido, no caso de desinteresse na continuidade do negócio.

Ainda, cabe esclarecer que a rescisão do CCVEE, apesar de juridicamente possível, não é comumente adotada em transações de compra e venda no ACL, visto que há a intenção de que as relações jurídicas estabelecidas sejam cumpridas pelo período de fornecimento negociado entre as partes, na data de assinatura dos documentos. Vale lembrar que as partes prezam pela previsibilidade das contratações e a possibilidade de denúncia imotivada em período anterior àquele estabelecido, que frustraria as expectativas dos contratantes e poderia submetê-los a riscos financeiros iminentes.

A título exemplificativo, caso uma transação tivesse estabelecido o valor da energia elétrica em montante inferior ao PLD do período de suprimento, o vendedor da energia teria vantagens financeiras com a extinção do CCVEE para a comercialização do referido volume a terceiros ou mesmo à liquidação do montante na CCEE. Neste contexto, o comprador da energia, mesmo adimplente com suas obrigações contratuais, ficaria exposto à compra de energia no MCP, em valor superior àquele negociado anteriormente. De forma inversa, se a transação tivesse sido firmada em valor superior ao PLD, o comprador teria interesse na extinção do CCVEE para que pudesse realizar uma compra mais vantajosa no ACL, que apresentasse menor valor da energia por MW/hora. Neste caso, o prejuízo seria do vendedor da energia elétrica.

Por tais motivos, no ACL, os contratos geralmente estipulam apenas a rescisão em caso de inadimplemento de uma das partes contratantes. E, nos termos do CCVEE em comento, o descumprimento deve ser persistente. Assim, é necessário que este não tenha sido sanado após notificação enviada pela parte inocente à parte inadimplente, conforme disposição da cláusula 11 do documento, cuja redação segue descrita abaixo

RESCISÃO 11.1 – Rescisão. Se qualquer **Causa de Rescisão** ocorrer em relação a uma das Partes e não for sanada dentro dos prazos aplicáveis caso a caso, a Parte Adimplente terá o direito (mas não a obrigação) de rescindir quaisquer Acordos Comerciais de Transação, mediante notificação escrita à Parte inadimplente. Esta notificação (“Notificação de

Rescisão”) será feita por escrito, especificando a Causa de Rescisão e determinando a data em que os Acordos Comerciais de Transação, a serem rescindidos, perderão a eficácia (“Data de Rescisão”). (*grifo nosso*)

Necessário especificar que, na cláusula 10 do CCVEE, são listadas “Causas de rescisão”, entendidas como eventos, cuja ocorrência isolada, podem⁶² acarretar a rescisão do contrato, caso não sejam sanadas em 15 dias contados a partir da data do recebimento da notificação escrita enviada pela parte inocente à parte inadimplente.

A partir deste panorama, cabe detalhar tais motivações que podem levar à rescisão do CCVEE como, por exemplo, o inadimplemento das obrigações pecuniárias (atraso no pagamento, previsto na Cláusula 10.1, “a”) e de qualquer das demais obrigações gerais não pecuniárias das partes (Cláusula 10.1, “b”).

Da mesma forma, possibilitam a rescisão do CCVEE a ocorrência de situações que imputem riscos substanciais ao patrimônio de uma das partes ou de seu garantidor, como nas hipóteses (i) de falência, de recuperação judicial, de dissolução, de cisão, de liquidação social; (ii) de reestruturação societária; (iii) de insolvência em relação ao pagamento de dívidas; (iv) de execução ou sequestro de parte substancial do patrimônio dos contratantes; (v) em caso de não realização de reforço ou recomposição da garantia, quando aplicável, se esta já tiver sido executada ou for insuficiente; e (vi) a insolvência de qualquer das partes (Cláusula 10.1, “h”).

Ainda, a rescisão do CCVE é permitida caso uma das partes contratantes tenha qualquer tipo de autorização legal, governamental, administrativa ou regulatória, considerada como indispensável à execução de responsabilidades contratuais, suspensa ou revogada, motivando, por exemplo, a recusa da CCEE à contabilização ou à liquidação da energia elétrica (Cláusula 10.1. “d”)

Também são causas de rescisão o inadimplemento na entrega ou no aceite, no registro ou na validação da energia elétrica, salvo se houver estipulação em sentido contrário sobre o tema (Cláusula 10.1. “e”) e na hipótese de manutenção das condições de caso fortuito e de força maior em período superior a 30 dias ininterruptos (Cláusula 10.1. “f”).

A rescisão ainda pode ser realizada na hipótese da realização de declarações enganosas ou incorretas por uma das partes que tenham o condão de levar a outra parte a erro sobre item substancial do CCVEE, conforme previsão da cláusula 10.1, “g”:

- (g) Declaração ou garantia. Quando uma declaração ou Garantia prestada por uma Parte for ou estiver baseada em informações incorretas ou enganosas em qualquer aspecto relevante, ou quando a garantia prestada for executada.
- (i) A Garantia prestada pelo Garantidor que for ou esteja baseada em informações incorretas ou enganosas, constituirá causa para a rescisão do respectivo Acordo pela Parte garantida,

⁶² A rescisão do CCVEE é uma faculdade da parte inocente. Desta forma, não há obrigatoriedade do término do contrato, podendo permanecer vigente, a critério desta.

salvo se, no prazo de 15 (quinze) dias da ciência da informação incorreta ou enganosa, a Parte garantidora ofereça substituição da garantia, a qual poderá ser ou não aceita, a critério da outra Parte.

(ii) Caso a Parte garantida execute a garantia prestada, a Parte garantidora deverá apresentar um reforço ou substituição em até 5 (cinco) dias úteis a ser contado da data do pedido de execução da garantia.

(iii) A declaração que for ou esteja baseada em informações incorretas ou desatualizadas, nos termos da alínea I do subitem 21.1 da Cláusula 21, constituirá causa para a rescisão do respectivo Contrato pela Parte garantida, salvo se, no prazo de 15 (quinze) dias, a Parte corrija a informação;

Concretizada a rescisão do contrato, a parte infratora fica submetida ao pagamento de multa rescisória, previamente acordada entre os contratantes, no ato de formalização do CCVEE. Indispensável esclarecer que se considera a data de rescisão do CCVEE aquela em que houve o descumprimento das obrigações pela parte inadimplente (Cláusula 11.2⁶³, do CCVEE).

Por conseguinte, observa-se que a possibilidade da adoção de condições similares, relativas à resilição e à rescisão dos contratos no mercado livre de gás natural. Não são vislumbrados pontos de atenção específicos a serem inseridos nos referidos documentos que sejam distintos do previsto no modelo analisado do CCVEE.

4.1.7 Multa rescisória e indenização suplementar

As multas rescisórias são uma espécie de pena compensatória, conforme detalhamento realizado no item 4.1.6 desta pesquisa, aplicáveis caso o inadimplemento pela parte infratora não tenha sido sanado no período estabelecido contratualmente e a parte inocente tenha optado pela extinção da relação contratual estabelecida entre as partes.

No modelo do CCVEE em comento esta multa rescisória corresponde ao valor equivalente a 30% do preço correspondente à quantidade contratada de energia elétrica entre a data de rescisão e o termo final de todos os períodos de suprimento originalmente pactuados, salvo se outro percentual for ajustado entre as partes. O preço será aquele originalmente pactuado para cada mês contratual e reajustado nos termos de cada transação até a data de rescisão. Conforme descreve o item 12.2 do mencionado documento:

12.2 – Valor da Multa Rescisória. A Multa Rescisória será equivalente a trinta por cento (30%) do Valor do Acordo Comercial de Transação rescindendo, caso o Período de Suprimento não tenha se iniciado no momento de sua rescisão, ou do Valor remanescente do Acordo Comercial de Transação à época da rescisão. Será calculado pelo saldo devedor em cada um dos Acordos, conforme estipulado a seguir. (*grifo nosso*)

⁶³ “Cláusula 11.2: A Data de Rescisão será o dia em que ocorrer o descumprimento da obrigação, respeitados os prazos aplicáveis a cada Causa de Rescisão.”

Sendo que para o cálculo da mencionada multa a ser paga pela parte infratora aplica-se a seguinte regra, detalhada no item 12.3 do documento, qual seja:

12.3 – Cálculo da Multa Rescisória. A Multa Rescisória antes descrita deverá ser calculada pela seguinte fórmula:

$$MR = PM \times VM \times ER$$

onde:

- MR = valor da Multa Rescisória em R\$;
- PM = percentual da multa que é de 30% (trinta por cento);
- VM = Preço em R\$/MWh originalmente pactuado para cada Mês Contratual e reajustado nos termos de cada Acordo Comercial de Transação até a Data de Rescisão, caso o Preço já não tenha sido reajustado no período correspondente;
- ER = quantidade contratada de Energia Elétrica em MWh e não disponibilizada no período de suprimento ou, ainda, entre a Data de Rescisão e o término do Período de Suprimento remanescente originalmente pactuado.

Caso o valor estabelecido entre as partes não seja suficiente à cobertura integral dos prejuízos sofridos pelo credor da obrigação, é comum a cobrança de valores, a título de indenização suplementar, de forma independente à aplicação da multa rescisória, haja vista a permissão do art. 416, parágrafo único, do Código Civil, que dispõe: “Ainda que o prejuízo exceda ao previsto na cláusula penal, não pode o credor exigir indenização suplementar se assim não foi convencionado. Se o tiver sido, a pena vale como mínimo da indenização; competindo ao credor provar o prejuízo excedente”.

Caso a rescisão venha a decorrer do inadimplemento da compradora da energia elétrica, nos termos da cláusula 13.2 do CCVEE:

13.1 – Indenização da Parte Compradora. Independentemente da Multa Rescisória e das demais penalidades contratuais e legais aplicáveis, na hipótese de a Parte Vendedora dar causa à rescisão, a Parte Compradora fará jus a indenização. A indenização será determinada pelo valor resultante entre o preço pago na aquisição da energia em substituição e o preço da energia contratada e não entregue, multiplicado pela quantidade contratada, segundo a seguinte fórmula:

$$IndV = ER \times (PES - VM) \text{ onde:}$$

- IndV = indenização devida pela Parte Vendedora calculada em R\$ e, em nenhuma hipótese, inferior a R\$ 0,00;
- ER = quantidade contratada de Energia Elétrica em MWh e não disponibilizada no período de suprimento ou, ainda, entre a Data de Rescisão e o término do Período de Suprimento remanescente originalmente pactuado;
- PES = preço da energia elétrica comercializada em substituição àquela contratada, em observância ao disposto nos subitens 13.6, 13.7, e 13.9;
- VM = Preço em R\$/MWh originalmente pactuado para cada Mês Contratual e reajustado nos termos de cada Acordo Comercial de Transação até a Data de Rescisão, caso o Preço já não tenha sido reajustado no período correspondente.

Por conseguinte, caso a rescisão venha a decorrer do inadimplemento da vendedora da energia elétrica, nos termos da cláusula 13.2 do CCVEE:

13.2 – Indenização da Parte Vendedora. Independentemente da Multa Rescisória e das demais penalidades contratuais e legais aplicáveis, na hipótese de a Parte Compradora dar causa à

rescisão, a Parte Vendedora fará jus a indenização no valor resultante da diferença entre o preço da energia elétrica originalmente pactuado e o preço da venda da energia elétrica não comercializada pela Parte Vendedora, multiplicado pela quantidade contratada, segundo a seguinte fórmula:

$\text{IndC} = \text{ER} \times (\text{VM} - \text{PES})$ onde:

- IndC = indenização devida pela Parte Compradora;
- ER = conforme já indicado na Cláusula 12.3;
- VM = conforme já indicado na Cláusula 12.3;
- PES = preço da venda da energia elétrica não comercializada pela Parte Vendedora, em conformidade com os subitens 13.6 e 13.8.

Todavia, vale lembrar que, se a multa rescisória for suficiente ao ressarcimento da totalidade do prejuízo suportado pela parte inocente, a indenização suplementar não é devida. Assim, entende-se que a previsão contratual exerceu “a função de predeterminação do montante indenizatório”. No documento do BBCEE, os itens 13.3 e 13.4 descrevem, de forma pormenorizada, a condição:

13.3 – Descabimento de Indenizações. Caso as operações matemáticas decorrentes das fórmulas previstas nas Cláusulas 13.1 e 13.2 **apresentem resultado negativo ou igual a ZERO, as perdas e danos não serão devidas**, sem prejuízo das demais penalidades contratuais e legais aplicáveis, ressalvado o disposto no item 13.4, abaixo.” (*grifo nosso*).

“13.4 – Acordo de Compensação Energética. Na hipótese de ocorrência de Acordo de Compensação Energética, pelo qual nenhuma das Partes precisará comercializar energia elétrica, a Parte inadimplente será responsável pelo pagamento do saldo financeiro remanescente, ajustada no respectivo Acordo de Compensação Energética.

Sobre o assunto, contextualiza Flávio Tartuce (2018, p. 511):

Se no contrato estiver prevista essa possibilidade de cumulação, funciona a multa como taxa mínima de indenização, cabendo ao credor provar o prejuízo excedente para fazer jus à indenização suplementar. Essa última regra não constava do Código Civil anterior e foi inserida no parágrafo único do art. 416.

No mesmo sentido, Christiano Cassettari (2017, p. 131) destaca que

trata-se de uma exceção ao risco que o instituto da cláusula penal vem a oferecer, qual seja, de o devedor concordar em pagar mais do que os danos causados e o credor concordar em receber menos do que os prejuízos sofridos, já que tal estipulação é feita antes da ocorrência do inadimplemento. Entretanto, cumpre ressaltar que é o credor quem terá de efetuar a prova do prejuízo excedente, valendo, nesse caso, a cláusula penal como indenização mínima.

Considerando as diversas discussões sobre a possibilidade da cumulação de perdas e danos e indenização suplementar, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) já se manifestou a favor da legalidade da referida previsão contratual, na hipótese de previsão contratual expressa e da demonstração do prejuízo ao qual se submeteu a parte inocente:

Em matéria de cláusula penal compensatória (multa convencional), o Código Civil estabeleceu que sua exigência consiste em faculdade do credor. Como a incidência independe de prova do prejuízo, o beneficiário da cláusula pode simplesmente exigí-la, bastando comprovar o inadimplemento. De outra forma, pode não exigir a cláusula penal e ajuizar ação indenizatória por perdas e danos, comprovando todos os elementos da responsabilidade civil. Não se permite a cumulação de cláusula penal e indenização sem que se convençione essa possibilidade. A regra, a aplicação isolada das verbas (obrigação disjuntiva), somente se excetua mediante acordo das partes. Nesse caso, provando-se prejuízo excedente, além da multa, poderia ser exigida a indenização suplementar, cumulando-se ambas (STJ, AREsp 977487, Rel. ANTONIO CARLOS FERREIRA, p. 08/11/2017).

A respeito da cláusula penal e do prejuízo excedente, o Código Civil preceitua: "Art. 416. Para exigir a pena convencional, não é necessário que o credor alegue prejuízo. Parágrafo único. Ainda que o prejuízo exceda ao previsto na cláusula penal, não pode o credor exigir indenização suplementar se assim não foi convencionado. Se o tiver sido, a pena vale como mínimo da indenização, competindo ao credor provar o prejuízo excedente. Analisando-se o dispositivo supratranscrito, observa-se que o Diploma Civilista exige que reste cristalina a cumulação da cláusula penal com a indenização suplementar." (STJ, AREsp 1158087, Rel. Paulo De Tarso Sanseverino, p. 24/10/2018).

Vale esclarecer que no CCVEE, o valor total a ser pago pela parte infratora à parte inocente em caso de descumprimento das obrigações não supera o valor da obrigação principal, conforme determina o art. 412, do Código Civil, não retratando situação de onerosidade excessiva. De tal modo, considerando a natureza e a finalidade da transação financeira, qualquer questionamento judicial sobre a redução⁶⁴ da penalidade, com fundamento no art. 413 do Código Civil, torna-se incabível.

Isto posto, pela aplicação da teoria geral dos contratos, conjugada com a realidade das transações em ambiente de contratação livre, entende-se pela viabilidade das condições quando se tratar da comercialização de gás natural ao usuário livre.

4.1.8 As garantias contratuais

Consoante Pereira (2017, p.40), "firmado um compromisso, o credor já possui a garantia geral do devedor quanto ao cumprimento da obrigação, podendo exercer esse direito pelo acesso ao patrimônio deste". Conforme estabelece o art. 789, do Código de Processo Civil (Lei nº 13.105/2015): "o devedor responde com todos os seus bens presentes e futuros para o cumprimento de suas obrigações, salvo as restrições estabelecidas em lei".

No entanto, como bem observa Adilson Neri Pereira (2017, p.40):

Inexistindo a especialização de bens do devedor como forma de garantir o objeto da relação jurídica, ou seja, o implemento da prestação, há que se reconhecer um certo desconforto ao credor, pois, o seu acesso ao patrimônio da outra parte em caso de inadimplemento, pode ser frustrado, eis que aquela não se vê obrigada a manter incólume o seu patrimônio, podendo desfazer-se de forma lícita do quanto se acreditava seria a garantia disponível à execução.

No CCVEE, as partes podem determinar livremente a apresentação ou não das garantias de pagamento. Em caso positivo, as partes devem estabelecer previamente a modalidade escolhida e o valor garantido, podendo ser seguro garantia, fiança bancária, garantia corporativa ou outra modalidade de garantia, nos termos da cláusula 17.3.

17.3 – Transações Fora do Balcão BBCE. Para as Transações realizadas fora do ambiente de Balcão de Comercialização do BBCE e que utilizem a Plataforma de Negociação BBCE para a formalização dos contratos firmados, as garantias serão estabelecidas e aceitas livremente entre as Partes podendo ser seguro garantia, fiança bancária, garantia corporativa ou outra modalidade de garantia.

⁶⁴ Nos termos do art. 373, do Código de Processo Civil, caberia à parte inadimplente o ônus de provar a onerosidade excessiva da indenização.

Cabe esclarecer que, conforme preceitua o art. 818, do Código Civil, “pelo contrato de fiança, uma pessoa garante satisfazer ao credor uma obrigação assumida pelo devedor, caso este não a cumpra.”

Sobre o assunto, Gerusa Magalhães (2009, p. 98) entende que

as garantias são um mecanismo de incentivo para o cumprimento dos termos contratados. Caso não sejam suficientes para honrar com a obrigação pactuada, resta a execução do CCVEE e a aplicação das penalidades cabíveis, que se não forem suportadas pela devedora, poderá levar ao acionamento dos mecanismos de controvérsias também previstos no CCVEE.

Complementa Magalhães que (2009, p. 98):

Verificou-se que, em algumas contratações, as partes dispensam as garantias contratuais porque formatam CCVEE em que o registro da disponibilização da energia elétrica é feito pelo vendedor somente *ex post* mediante o pagamento do comprador, ou seja, ocorre quando a CCEE já identificou e apurou sobras e déficits dos agentes. Neste caso, a garantia do CCVEE restringe-se ao registro na CCEE da transação.

Isto posto, infere-se que as garantias são um mecanismo de incentivo para o cumprimento dos termos contratados. Caso não sejam suficientes para honrar com a obrigação pactuada, resta a execução do CCVEE e a aplicação das penalidades cabíveis, que se não forem suportadas pela parte devedora, poderá levar ao acionamento dos mecanismos de solução controvérsia também previstos no CCVEE.

Daniel Ustárroz (2015, p. 328) destaca que

a fiança apenas é acionada diante do inadimplemento do devedor originário, razão pela qual a responsabilidade do fiador é, substancialmente, subsidiária. [...] Ou seja, em um primeiro momento responde o fiador com o seu próprio patrimônio, em razão da inadimplência do devedor.

Entende-se que a mesma tratativa pode ser adotada nos contratos de compra e venda de gás natural no mercado livre, em relação às garantias contratuais. Aplicam-se as mesmas regras sobre a fiança, cujos preceitos são acessórios às transações de compra e venda.

4.1.9 Os mecanismos de solução de controvérsias contratuais

O novo Código de Processo Civil, vigente desde 18 de março de 2016, disciplinou quatro diferentes mecanismos para a solução de conflitos entre partes contratantes por meio da jurisdição, da arbitragem e da autocomposição, devendo ser estas últimas hipóteses entendidas como métodos alternativos, estimuladas “por juízes, advogados, defensores públicos e membros do Ministério Público, inclusive no curso do processo judicial” (§ 2º e 3º, Lei nº 13.105/2015).

Vale detalhar que a jurisdição é garantida constitucionalmente no artigo 5º da Magna Carta que, em seu inciso XXXV, preceitua que “a lei não excluirá da apreciação do Poder Judiciário lesão

ou ameaça a direito”. Neste contexto, cabe ao Estado, representado pelo juízo competente, substituir a vontade conflitante das partes em prol do respeito à legislação vigente.

Por conseguinte, na autocomposição, o conflito é resolvido entre as partes, sem a necessidade de intervenção de terceiros para a resolução de uma ou várias controvérsias. Se realizada de forma parcial, a solução constituída entre os envolvidos pode decorrer de desistência, de submissão ou ainda do acordo, com a realização de concessões patrimoniais mútuas. Caso seja total, há o auxílio de um terceiro na resolução do conflito, que reflete a vontade das partes, considerando a conciliação ou a mediação⁶⁵. Neste caso, não há o proferimento de uma decisão que balize a atuação das partes.

De forma distinta, na arbitragem, as partes envolvidas acordam em submeter o conflito de interesses sobre direitos patrimoniais à análise de um árbitro ou de um colegiado de árbitros (art. 1º, da Lei nº 9.302/1996), cuja avaliação resulta em sentença arbitral que, sendo condenatória, constitui um título executivo (art. 31, da Lei nº 9.302/1996).

Sobre o assunto, o doutrinador Luiz Antônio Scavone Jr. (2019, p. 25) interpreta que

a arbitragem pode ser definida, assim, como o meio privado, jurisdicional e alternativo de solução de conflitos decorrentes de direitos patrimoniais e disponíveis por sentença arbitral, definida como título executivo judicial e prolatada pelo árbitro, juiz de fato e de direito, normalmente especialista na matéria controvertida.

Solange David (2013, p. 144) entende que existe um rol bastante interessante de meios de solução de conflitos entre agentes no setor elétrico brasileiro, que envolvem a solução amigável (mediação da ANEEL ou a conciliação da CCEE), a arbitragem e o judiciário. Neste sentido, nos termos da RES nº109/2004, após o esgotamento das instâncias administrativas, as partes contratantes devem adotar a arbitragem como meio de resolução de conflitos para a discussão sobre os direitos patrimoniais⁶⁶ disponíveis relacionados aos créditos e aos débitos decorrentes das operações realizadas no âmbito da CCEE (art. 4.º, § 7º, da Lei nº9.307/1996) (DAVID, 2013, p. 144).

Fortalece o entendimento Diogo Albaneze Gomes Ribeiro (2017, p. 09):

A arbitragem foi efetivamente introduzida no setor de comercialização de energia elétrica, passando a ser, em alguns casos, compulsória entre os agentes integrantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, sejam empresas privadas, públicas ou sociedades de economia mista (incluindo suas subsidiárias ou controladas).

Cabe destacar que tal condição é refletida na cláusula compromissória⁶⁷, do CCVEE em análise. Diante disso, não pode qualquer “uma das partes se recorrer ao Poder Judiciário para discutir

⁶⁵ A conciliação é realizada em casos de disputas entre partes que mantém relações jurídicas pontuais. A mediação é realizada quando as relações jurídicas são continuadas.

⁶⁶ Discussões que envolvam política energética e questões setoriais não se enquadram como direitos disponíveis. De tal forma, não podem ser objeto de discussão arbitral.

⁶⁷ É indispensável a formalização, por escrito, de cláusula compromissória, em que as partes contratantes previamente

o assunto, que obrigatoriamente deverá ser submetido ao Juízo Arbitral” (PETROCELLI, 1996, p. 49), conforme estabelece a cláusula 22.3, a seguir transcrita.

22.3 – Submissão de Controvérsias não executivas à Arbitragem. As Partes submeterão à Arbitragem todas as controvérsias não solucionadas entre si, relativas a uma Transação, na forma da regulação de regência e do disposto na Convenção Arbitral aplicável no âmbito da CCEE, homologada pela ANEEL, e do Termo de Adesão à Convenção Arbitral, assinado por todos os agentes da CCEE.

Observa-se que a cláusula 1ª, § 3º, II da Convenção Arbitral aponta que nas hipóteses em que a disputa produzir qualquer efeito na implementação das regras de comercialização da CCEE, não sendo a controvérsia exclusivamente entre relativa aos contratantes, a Convenção Arbitral não será elegível.

Nota-se que no CCVEE em análise, há a previsão de que a Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem é responsável pela realização do processo, na cidade de São Paulo, localizada no Estado de São Paulo, em idioma português (cláusula 22.7⁶⁸, do CCVEE), respeitado o regulamento vigente à época em que esta tiver início.

Quando as discussões versarem sobre montantes menores que 5 milhões de reais, o tribunal arbitral deve ser composto por um árbitro único. Já nas hipóteses em que os valores discutivos forem superiores ao referido montante, o mencionado processo deve ser conduzido por um tribunal arbitral composto por três árbitros, sendo dois indicados por cada uma das partes e um, o presidente, indicado, conjuntamente, pelos outros dois árbitros (cláusulas 22.6⁶⁹, do CCVEE).

Durante o processo arbitral, é obrigatória às partes a manutenção da confidencialidade de todas as informações, especialmente em relação às alegações apresentadas, às provas produzidas no decorrer do julgamento, exceto em caso de determinação legal, judicial ou administrativa (Cláusula 22.10⁷⁰, do CCVEE).

convencionam sobre a submissão de conflito futuro à avaliação por árbitro (s), que não apresente(m) conflitos de interesse em relação ao tema (art. 1º, da Lei nº 9.302/1996). Ainda, nos termos do art. 8º, da Lei nº 9.302/1996, a “cláusula compromissória é autônoma em relação ao contrato em que estiver inserta, de tal sorte que a nulidade deste não implica, necessariamente, a nulidade da cláusula compromissória.”

⁶⁸ “22.7 – Sede e Idioma da Arbitragem. A sede da arbitragem será a cidade de São Paulo, estado de São Paulo, e o idioma será o português.”

⁶⁹ “22.6. - Tribunal Arbitral. Para as disputas em que os pedidos iniciais tiverem valores inferiores a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais), as Partes acordam que o litígio seja dirimido por árbitro único, podendo indicá-lo de comum acordo. Caso não o façam até 15 dias contados da data do recebimento da resposta ao requerimento de arbitragem a que alude o artigo 24 abaixo, o árbitro único será nomeado pelo Diretor Executivo da Câmara FGV. No caso de disputas cujos valores dos pedidos iniciais sejam superiores a R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais), o Tribunal Arbitral será composto por três árbitros, dos quais dois serão indicados por cada uma das Partes nos termos previstos no Regulamento da Câmara FGV, e o terceiro, que presidirá o procedimento, será indicado, conjuntamente, pelos outros dois árbitros, no prazo máximo de 15 dias consecutivos, a contar da indicação do segundo árbitro. Caso o terceiro árbitro não seja indicado no prazo ora estabelecido, caberá ao Presidente da Câmara FGV.”

⁷⁰ “22.10 – Confidencialidade. A arbitragem deverá ser mantida em confidencialidade e seus elementos (incluindo-se,

Vale destacar que a adoção de medidas urgentes, coercitivas ou cautelares, ou mesmo a antecipação de tutela, é permitida de forma preparatória à instauração do procedimento arbitral ou após a instauração deste. No entanto, é indispensável a notificação da Câmara FGV para a análise do pedido realizado ao foro da comarca da cidade de São Paulo, Estado de São Paulo (cláusula 22.9⁷¹, do CCVEE). A execução da sentença arbitral ou pedido de decretação de nulidade de sentença arbitral por qualquer das partes deve ser realizada obrigatoriamente no foro da comarca da cidade de São Paulo, considerando a renúncia expressa a qualquer outro foro, por mais privilegiado que este seja.

Importante ressaltar que, em casos de inobservância ou descumprimento das regras relacionadas às formas de mediação de conflitos, “o agente da CCEE ficará sujeito às penalidades previstas em Procedimentos de Comercialização específicos” (art. 55, da Convenção de Comercialização). Ainda, as despesas incorridas pelas partes no processo de arbitragem, como as custas administrativas, os honorários dos árbitros, dos peritos e dos advogados, as despesas com viagens devem ser suportadas de forma proporcional pelas partes envolvidas. Neste processo, não são devidos honorários sucumbenciais (cláusula 22.14⁷², do CCVEE).

Conforme previsão do art. 48, da Lei do Gás, os contratos de comercialização de gás natural devem conter cláusula para resolução de eventuais divergências, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996. Tal previsão é expressa também no inciso VII⁷³ do Art. 10 da RES 52/2011.

Assim, há a opção pela conciliação e o consequente arbitramento como meio de solução de conflitos entre agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores, no âmbito da ANP, conforme detalhamento realizado na Portaria ANP nº69/2011, que instituiu o regimento interno da referida agência reguladora, conforme previsão do art. 20, da Lei nº 9.478/1997.

Nos termos do art. 54, da Portaria ANP nº69/2011, a ANP pode atuar, mediante conciliação

sem limitação, as alegações das Partes, provas, laudos e outras manifestações de terceiros e quaisquer outros documentos apresentados ou trocados no curso do procedimento arbitral) somente serão revelados ao Tribunal Arbitral, às respectivas partes, se aplicável, aos seus advogados e a qualquer pessoa necessária ao desenvolvimento da arbitragem, exceto se a divulgação for exigida para cumprimento das obrigações impostas por lei ou por qualquer autoridade reguladora.”

⁷¹ 22.9 – Medidas Cautelares e Preparatórias. Para a finalidade de adoção de medidas de cunho preparatório previamente à instauração do Tribunal Arbitral ou coercitivas, bem como para eventual execução específica do Acordo Comercial de Transação, quando aplicável, execução de sentença arbitral, ou ingresso de pedido de decretação de nulidade de sentença arbitral, fica eleito o foro da comarca da cidade de São Paulo/SP, com expressa renúncia a qualquer outro, por mais privilegiado que seja. Quaisquer pedidos ou medidas implementadas pela autoridade judicial deverão ser notificados sem demora ao Câmara FGV, devendo esta Câmara informar ao Tribunal Arbitral, que poderá rever, conceder, manter ou revogar a medida de urgência solicitada.”

⁷² “22.14 – Despesas em Caso de Acordo Arbitral. As Partes concordam desde já que, em caso de acordo entre as Partes, todas as despesas por elas incorridas com a arbitragem serão suportadas por ambas na proporção de cinquenta por cento (50%) cada, não sendo cabíveis honorários de sucumbência. Não serão considerados como custos relativos à arbitragem, para os efeitos da divisão das custas entre as partes, os valores relativos a honorários advocatícios e periciais (salvo quando o perito for indicado pelo tribunal arbitral) cuja responsabilidade será da respectiva Parte contratante dos serviços.”

⁷³ Art. 10. Os agentes vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando: VII - Cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem.

e arbitramento, para:

- I - Dirimir eventuais divergências entre os agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores;
- II - Resolver conflitos decorrentes das atividades de regulamentação, contratação e fiscalização no âmbito geral da indústria do petróleo e da distribuição e revenda de derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis;
- III - Proferir decisão final, com força terminativa, caso não haja acordo entre as partes em conflito;
- IV - Utilizar os casos já mediados pela Agência como precedentes para novas decisões e como subsídios para a eventual regulamentação do conflito resolvido.

Vale destacar que a resolução de conflitos pela ANP deve ocorrer apenas mediante a comprovação do esgotamento das formas amigáveis de resolução de conflitos entre as partes, por meio de sessões deliberativas da diretoria da ANP, realizadas de forma pública (art. 55, da Portaria ANP nº69/2011).

Convém sopesar que, no setor elétrico, a opção pela arbitragem decorreu das diversas vantagens ligadas ao mecanismo de resolução de conflitos quando comparado à jurisdição estatal, reflexos da agilidade da promulgação das decisões arbitrais, da especialização dos árbitros na matéria em litígio, da desnecessidade de tradução juramentada de documentos em língua estrangeira, da maior probabilidade de cumprimento espontâneo das decisões e dos constantes incentivos à celebração de acordos entre as partes envolvidas. Corrobora o entendimento Gustavo da Rocha Schmidt (2017, p. 3):

Tudo porque a arbitragem, como meio de resolução de conflitos, seria comparativamente mais eficaz e juridicamente mais segura do que a via jurisdicional. A doutrina, de forma generalizada (ainda que com algumas variações), costuma apontar as seguintes vantagens na adoção do juízo arbitral (sempre sob uma ótica comparativa com o processo judicial): (i) a celeridade na resolução do conflito; (ii) a especialização dos árbitros; (iii) a participação das partes na escolha do painel arbitral; (iv) maior autonomia das partes na definição do direito aplicável e das regras procedimentais; (v) a confidencialidade do procedimento; e (vi) a preservação do relacionamento das partes envolvidas no conflito.

Daniela Petrocelli (1996, p. 49) aponta a arbitragem como um mecanismo de resolução de conflitos como uma alternativa à crise no Poder Judiciário no que tange à morosidade na apresentação de respostas aos questionamentos das partes interessadas:

É de conhecimento de todos que existe um enorme descompasso entre a teoria, contida na lei e na doutrina, e a prática judiciária, o dia-a-dia forense. O abismo é imenso. Atualmente, o aparelho estatal Judiciário encontra-se demasiadamente estagnado, devido ao grande volume de processos que assolam nosso Sistema, causando a morosidade processual. Acrescenta-se a sobrecarga de serviço acumulada com o excesso de burocracia e a falta de funcionários, que contribuem quase que integralmente à morosidade na tramitação dos processos, constituindo sério obstáculo ao efetivo acesso à Justiça.

Elaine Christina Gomes Condado (2008, p. 222) explicita a importância da eleição de árbitros com notório conhecimento em assuntos que envolvam discussões complexas, decorrentes de relações comerciais em que “há necessidade de conhecimentos específicos tanto de direito internacional e comercial como de costumes e praxes do comércio, portanto, sendo visíveis as suas vantagens” (CONDADO, 2008, p. 222). Em seu estudo, Condado ainda apresenta um interessante quadro em que compara, de forma resumida, a arbitragem e a justiça estatal, considerando parâmetros que envolvem prazos, custos e efetividade do cumprimento das decisões.

Tabela 9: quadro comparativo entre a arbitragem e a justiça estadual

Tempo Médio de Um Processo	Arbitragem (mês)	Justiça Estatal (Anos)
Custas no Procedimento	Muito inferiores às custas públicas, portanto, bem suportadas pelas partes	Custas processuais + honorários advocatícios + ônus da sucumbência
Custas com Advogados	Não há obrigatoriedade	Obrigatório
Possibilidade de Negociação	Ampla/Total	Restrita
Sigilo do Processo	Sigiloso	Público
Recurso	Não há	Vários (recurso ordinário, especial, extraordinário etc.)
Jurisdição	Não há	Depende do valor e da matéria da ação, bem como da localidade
Eficácia da Sentença	A sentença arbitral é proferida em uma única instância, constituindo, imediatamente, título executivo extrajudicial	A sentença judicial somente se constitui em título executivo após o julgamento do último recurso ajuizado pela parte interessada

Fonte: CONDADO, 2008, p. 233

Neste contexto, considerando as diversas vantagens da adoção da arbitragem em frente da jurisdição estatal, especialmente em relação à mediação de conflitos que demandem rápida e especializada resposta, como no setor elétrico, entende-se pela viabilidade da adoção também no mercado livre de gás natural.

Compartilha do mesmo entendimento Maria D'Assunção Costa (2009) que, em entrevista concedida ao site Conjur, em 21 de junho de 2009, sobre questões relacionadas à solução de conflitos que tenham como assunto o gás natural, expressou o entendimento de que se trata de “questões muito complexas para serem levadas à Justiça. O risco é muito grande porque o Judiciário não tem o assunto dentro do seu programa de concursos. O ideal são os meios alternativos de solução de controvérsias”.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O crescimento econômico de um país está diretamente ligado à expansão sustentável de sua matriz energética, conjugada à manutenção da segurança no suprimento. Neste contexto, enxerga-se no Brasil a possibilidade da adoção do gás natural como combustível de transição energética, por ser limpo, de reservas abundantes e ainda pouco exploradas.

No entanto, considerando a baixa maturidade do mercado de gás natural brasileiro, o programa “Novo Mercado de Gás”, lançado no ano de 2019, aponta medidas que objetivam fomentar o desenvolvimento da indústria do gás natural, especialmente no que tange à esfera da comercialização em ambiente de contratação livre, a fim de permitir a diminuição dos custos com a aquisição da molécula pelos usuários livres, por meio da contratação adequada às necessidades específicas, que passa a realizar a própria gestão do consumo do combustível.

Haja vista o desenvolvimento do mercado de energia elétrica, por outro lado, visto como um setor maduro, seja do ponto de vista regulatório ou mesmo operacional, passou-se a analisar as principais características deste setor e, a partir daí, realizar a comparação com o mercado de gás natural, considerando os itens explorados durante esta pesquisa.

Em resumo, no setor de gás natural, a cadeia de valor é composta por três segmentos distintos, quais sejam: o *upstream* (exploração e produção, tratamento e processamento), o *midstream* (liquefação e regaseificação, escoamento e transporte) e o *downstream* (distribuição, comercialização e serviços locais de gás canalizado). No setor elétrico, a cadeia de valor compreende as fases de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

No setor de gás natural, a Lei do Petróleo e a Lei do Gás são os principais instrumentos legais que regem as operações realizadas. Já no setor elétrico, são vários os institutos que podem ser mencionados. Cabe destacar que a Lei nº 10.848/2004 apresenta essencial relevância, por ter estabelecido as principais condições sobre a comercialização de energia elétrica no ACL.

Também, no setor de gás natural, as propostas de aprimoramento regulatório foram esmiuçadas em sede da iniciativa “Gás para Crescer”, cujos estudos embasaram a implementação do “Novo Mercado de Gás Natural”, no ano de 2019, ainda em andamento. No setor elétrico, as principais discussões se concentraram na Consulta Pública nº33/2017, que resultou na Nota Técnica 0042/2017 da CCEE e da Portaria nº 187/2019 do MME.

No segmento de comercialização de gás natural canalizado, são agentes do mercado livre: os usuários livres, os autoimportadores, autoprodutores, distribuidoras e os comercializadores. No setor

elétrico, são agentes os geradores, os produtores independentes, os agentes autoprodutores, os agentes de distribuição, os comercializadores e os consumidores, livres e especiais.

No que tange à tributação, vale destacar que a comercialização, seja de energia elétrica ou de gás natural, em ambiente de contratação livre, enseja o pagamento do ICMS, do PIS e da Cofins.

A partir deste levantamento, esta pesquisa se aprofundou em realizar uma análise comparativa entre a comercialização de gás natural canalizado e de energia elétrica:

- a. Nos dois ambientes de contratação livre, as transações se configuram acordos como jurídicos patrimoniais, decorrentes de ajustes mútuos entre as partes interessadas, realizados de forma livre e autônoma, a partir de atos de boa-fé, com a finalidade de se estabelecer relações bilaterais que contenham força obrigatória.
- b. Nos dois casos, os contratos de compra e venda podem ser classificados como atípicos, visto que, além das cláusulas gerais previstas em contratos típicos, dispõe de condições específicas e exclusivas decorrentes das transações realizadas, relativas à regulação dos respectivos setores, sobre as características específicas das partes contratantes, além da necessidade de registro dos documentos.
- c. Haja vista a caracterização civil das transações de compra e venda nos dois mercados, em ambos se afasta a aplicação do CDC. Como consequência, não são aplicáveis os preceitos de vulnerabilidade ou hipossuficiência dos usuários livres ou dos consumidores (livres ou especiais) e a responsabilização, de forma objetiva, dos comercializadores, na hipótese de danos decorrentes de inadimplemento contratual.
- d. No setor elétrico, os *elétrons* não são determináveis, diferentemente do setor de gás natural, em que o objeto da contratação é determinável e possui grande influência nas contratações.
- e. Nos dois mercados, as relações de compra e venda em análise são comumente realizadas de forma contínua e por período estabelecido, a partir da assinatura de contratos de longo prazo, que objetivam proteger as partes das possíveis oscilações de preços, seja da energia elétrica como do gás natural, em mercado spot. Entendem-se tais contratos de compra e venda como mecanismos de proteção, tendo a previsibilidade e a segurança papéis indispensáveis nas expectativas das partes contratantes.
- f. Nos dois ambientes de contratação livre são aplicáveis as hipóteses de caso fortuito e de força maior, previstas no Código Civil. No entanto, considerando as características

financeiras das contratações, se torna viável a descrição taxativa dos eventos que não podem ser considerados como excludentes de responsabilidade contratual como, por exemplo, as dificuldades econômicas das partes, a variação do preço dos preços, os acontecimentos meteorológicos ou mesmo os problemas de fornecimento dos insumos propriamente ditos, decorrentes de obrigações estabelecidas em outros contratos firmados com agentes monopolistas, como o CUSD, no setor elétrico, firmado com as distribuidoras para o fornecimento da energia elétrica aos consumidores.

- g. Nos dois mercados, na hipótese de descumprimento contratual, por qualquer dos contratantes, se torna apropriada a aplicação de penalidades diversas, sejam de cunho moratório ou mesmo de caráter compensatório. Vale destacar que tais sanções objetivam estimular o fiel cumprimento das obrigações estabelecidas contratualmente, assim como determinar previamente os valores a serem ressarcidos em caso de prejuízos decorrentes do inadimplemento contratual.
- h. As condições para a extinção das relações jurídicas devem estar presentes nos dois tipos de contrato de compra e venda, tanto no mercado de energia elétrica quanto de gás natural. Neste contexto, é cabível a possibilidade de término das transações, se houver acordo entre as partes, mediante a assinatura de distrato neste sentido. Vale destacar que a rescisão contratual, apesar de ser juridicamente adequada, não é corriqueira em documentos que dispõem sobre negociações de longo prazo como as em análise, haja vista a necessidade de manutenção das características da contratação, pelo período determinado entre as partes.
- i. A rescisão dos contratos de compra e venda nos dois segmentos segue parâmetros semelhantes, se consideradas as prováveis causas motivadoras da extinção unilateral de tais relações, como o inadimplemento contratual não corrigido após notificação neste sentido, realizada pela parte inocente. Neste contexto, cabível a aplicação de penalidades que permitam o ressarcimento à parte inocente dos prejuízos ocasionados pela extinção antecipada dos contratos de compra e venda firmados.
- j. A determinação contratual quanto ao ressarcimento pelas perdas e danos suplementares se adequa às contratações nos dois setores, quando comprovada a ocorrência de prejuízos superiores ao montante determinado na cláusula penal compensatória, cujo valor passa a ser considerado como o montante mínimo de indenização devida à parte prejudicada.

- k. Nos dois setores, há a presença de cláusulas de *Take-or-pay* e *Ship-or-pay*. A cláusula de *Take-or-pay* objetiva o pagamento por uma quantidade mínima, seja de gás natural ou de energia elétrica, de forma independente ao efetivo consumo. A cláusula de *Ship-or-Pay* determina o pagamento pela contratação da capacidade, seja do fio ou do gasoduto, a fim de garantir o retorno pelo investimento.

Vale destacar que, apenas nos contratos de compra e venda de gás natural existem cláusulas de *Make-up Gas*, que estabelecem, sob determinadas condições, o direito de recuperação futura de quantidades de gás natural não retiradas, mas pagas pelo comprador/importador em virtude da cláusula de *Take-or-Pay*.

Desta forma, conclui-se que a comparação entre os setores de gás natural e de energia elétrica é positiva por duas questões básicas. A primeira delas é que o setor elétrico está estruturado e maduro, por isso, tem passado por revisões regulatórias constantes. A segunda é que diversas situações similares entre os setores permitem aprendizados ao setor de gás natural.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Guia do empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas**. Brasília, Distrito Federal. 2003. p. 707. CDU: 621.311.21. 26. 446. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/guia_empreendedor.pdf. Acesso em 21 out. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP**. Edição nº109. Setembro de 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-09-boletim.pdf>. Acesso em 08 nov. 2019.

_____. RESOLUÇÃO ANP Nº 52, de 2 de dezembro de 2015. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2015/dezembro&item=ranp-52--2015>. Acesso em 04 mar. 2020.

[Resolução ANP nº 52/2011](#)

ANDRADE, D. B. O. **Do Contrato**. Rio de Janeiro: Forense, 1960.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA. Quem pode ser consumidor livre. 2019. Disponível em: <https://abraceel.com.br/mercado-livre/quem-pode-ser-consumidor-livre/>. Acesso em 02 ago. 2019.

AZEVEDO, A. J. **Negócio jurídico: existência, validade e eficácia**. 4º ed. atual. São Paulo: Saraiva, 2002.

AZEVEDO, E. A. Agências Reguladoras. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 213, p. 141-148, jul. 1998. ISSN 2238-5177. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rda/article/view/47204/45405>. Acesso em 21 out. 2019.

BALCÃO BRASILEIRO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Cláusulas Gerais de Compra e Venda de Energia Elétrica (v6.00)**. 2019. Disponível em: <https://www.bbce.com.br/wp-content/uploads/2019/09/contrato-padrao-bbce-25-09-19.pdf>. Acesso em 07 dez. 2019.

BARBOSA, A. A. F. et al. **O gás como energético no Estado de São Paulo gás natural: breve história do energético no mundo e sua aplicação em São Paulo**. 2008. Disponível em: <http://www.museudaenergia.org.br/media/63144/08.pdf>. Acesso em 25 fev. 2020.

CALASANS JUNIOR, J. Distribuição de energia elétrica - Corte de fornecimento - Aviso prévio. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 209, p. 361-373, jul. 1997. ISSN 2238-5177. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rda/article/view/47074/46019>. Acesso em 21 out. 2019.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Building a Smart Brazilian Electricity Market**. 2012. Disponível em file:///C:/Users/ferna/Downloads/White%20Paper.pdf. Acesso em 02 de nov. 2019.

____ **Procedimentos de Comercialização. Módulo 1 – Agentes. Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE. Revisão 30/06/2017.** Disponível em: file:///C:/Users/ferna/Downloads/1.1%20-%20Ades%C3%A3o%20%C3%A0%20CCEE_v5.0.pdf. Acesso em 24 set. 2019.

____ **Procedimentos de Comercialização. Módulo 3 – Contratação de Energia. Submódulo 3.1 – Contratos em Ambiente Livre. Revisão 3.0.** 2019. Disponível em: file:///C:/Users/ferna/Downloads/3.1%20-%20Contratos%20ACL_v3.0.pdf. Acesso em 02 nov. 2019.

____ **Procedimentos de Comercialização. Módulo 5 – Mercado de Curto Prazo. Submódulo 5.1 – Contabilização e recontabilização.** 2013. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/bibpublic_procedimentos/documents/conteduccee/ccee_058271.pdf Acesso em 02 nov. 2019.

____ **Procedimentos de Comercialização. Módulo 5 – Mercado de Curto Prazo. Submódulo 5.2 – Liquidação no mercado de curto prazo. Revisão 2.0.** 2012. Disponível em: file:///C:/Users/ferna/Downloads/5%20%20-%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20no%20mercado%20de%20curto%20prazo_v2.0.pdf Acesso em 02 nov. 2019.

____ **Regras de Comercialização. Penalidades de Energia. Versão 2013.1.0.** Disponível em <file:///C:/Users/ferna/Downloads/13%20-%20Penalidades%20de%20Energia%202013.1.0.pdf> Acesso em 03 nov. 2019.

____ **Relatório InfoMercado nº 147/2019.** Disponível em: file:///C:/Users/ferna/Downloads/InfoMercado-mensal_SET19.pdf Acesso em 22 nov. 2019.

____ **Relatório InfoMercado nº 211/2019.** Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=1055615486039193&_adf.ctrl-state=9m0t772bj_1 Acesso em 14 set. 2019.

CASSETTARI, C. **Multa contratual: teoria e prática da cláusula penal.** 5ª ed. São Paulo: Editora Saraiva, 2017.

CONDADO, E. C. G.. **A arbitragem como instrumento eficaz de acesso à Justiça.** 2008. 253 p. Dissertação (Mestrado em Direito Negocial) – Universidade Estadual de Londrina. Londrina. 2016. Disponível em <http://www.dominiopublico.gov.br/download/teste/arqs/cp060136.pdf>. Acesso em 15 nov. 2019.

CONJUR. **Exploração do pré-sal é desafio para arbitragem.** <https://www.conjur.com.br/2009-jun-21/exploracao-pre-sal-desafiara-arbitragem-maria-dassuncao-costa>. Acesso em 15 nov. 2019.

CORRÊA, M. M. ICMS – Comércio de energia elétrica – Incidência. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 225, p. 299-326, jul. 2001. ISSN 2238-5177. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rda/article/view/47579/44935> Acesso em 21 out. 2019.

COSTA, H. K. M; ARAÚJO, I. L. A.; & MASCARENHAS, K. Regulação do transporte e distribuição de gás natural. In **A regulação do gás natural no Brasil.** São Paulo: Lumen Juris Editora, 2019.

COSTA, H. K. M.; TOMÉ, F. M. C., & SILVA, I. M. M. Regulação de gás natural, Substitutivo ao Projeto de Lei 6.407/2013 e Novo Mercado de Gás. In **A regulação do gás natural no Brasil**. São Paulo: Lumen Juris Editora, 2019.

COSTA, H. K. M.; ANUATI NETO, F.; SANTOS, E.. Requisitos Institucionais para a Implantação da Comercialização de Gás natural no Estado de São Paulo. **Revista Brasileira de Energia**, São Paulo, v. 13, n. 2, p. 69-81, jun. 2007. Disponível em: <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/download/207/190/>. Acesso em 21 out. 2019.

COSTA, J. M. **Comentários ao novo Código Civil. do inadimplemento das obrigações. Volume V. Tomo II** (arts. 389 a 420). Rio de Janeiro: Forense, 2009. ISBN 978-85-309-2656-4.

CRIVELIN, L, C, C. **Regulação da geração de energia elétrica por fontes alternativas: impactos da atuação da ANEEL na diversificação da matriz energética brasileira e na construção de um modelo de desenvolvimento sustentável**. 2018. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento no Estado Democrático de Direito) – Faculdade de Direito de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2018. Disponível em <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/107/107131/tde-29052019-171226/pt-br.php>. Acesso em 21 set. 2019.

CUNHA, R, A. **O inadimplemento na Nova Teoria Contratual: o inadimplemento antecipado do contrato**. 2015, 295 f. Dissertação (Mestrado em Direito) – Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo. São Paulo. Disponível em https://teses.usp.br/teses/disponiveis/2/2131/tde-11122015-083624/publico/Raphael_Augusto_Cunha_Versao_Integral.pdf. Acesso em 05 dez. 2019.

DARWICHE, T. J. **Déficit da geração hídrica e a repactuação do risco hidrológico no setor elétrico brasileiro: uma análise sob a perspectiva da teoria dos grupos de interesse**. 2016. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Disponível em <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-23022017-091337/pt-br.php>. Acesso em 05 dez. 2019.

DAVID, S. M. G. R. **Geração de energia elétrica no Brasil: uma visão legal-regulatória sobre riscos para o desenvolvimento da atividade e mecanismos de incentivo estabelecidos pelo poder público**. 2013. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. doi:10.11606/D.3.2013.tde-19112013-102914. Acesso em 21 set. 2019.

DAVID, S. M. A Relevância do Gás Natural no Setor Elétrico Brasileiro. In **A regulação do gás natural no Brasil**. São Paulo: Lumen Juris Editora, 2019.

DAVID, S. M.; RAGAZI, G. O mercado de curto prazo de energia elétrica e o aprimoramento de mecanismos de segurança das operações. In: DAVID, S. M.; RAGAZI, G. **Direito e energia**. São Paulo: Quartier Latin, 2014.

DI PIETRO, M. S. Z. **Direito Administrativo**. Rio de Janeiro: Forense, 2017.

DINIZ, Maria Helena. **Curso de Direito Civil Brasileiro**. Volume 3. Teoria Geral das Obrigações. 35ª edição. São Paulo: Editora Saraiva, 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Oferta de Energia Elétrica – Premissas e Condicionantes no Horizonte 2050**. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>. Acesso em 29 de set. 2019.

_____. **Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo. Estudos de Longo Prazo**. Documento de Apoio ao PNE 2050. 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considera%C3%A7%C3%B5es%20sobre%20a%20Participa%C3%A7%C3%A3o%20do%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Matriz%20Energ%C3%A9tica%20no%20Longo%20Prazo.pdf>. Acesso em 29 set. 2019.

FILHO, C. T. P. **Contribuições à Consulta Pública nº 04/2016**. 2016. Disponível em: http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/CONTRIBUICAO_TOMANIK_POMPEU.pdf. Acesso em 04 dez. 2019.

FROTA, W. M. **Análise econômica da introdução do gás natural na matriz elétrica da cidade de Manaus – Estado do Amazonas**. 2011. 91 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Curso de Mestrado em Engenharia de Recursos da Amazônia, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, Amazonas. Disponível em: <http://www.ppgcem.ufam.edu.br/attachments/article/4/Whylker%20Frota.pdf>. Acesso em 28 set. de 2019.

GANIM, Antônio. **SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis. 3ª ed. 2018. Synergia Editora: Rio de Janeiro. ISBN 978-85-61325-16-9

GIL, F. C. de A. **A onerosidade excessiva em contratos de Engineering**. Dissertação (Mestrado em Direito). Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo. 146 p. 2007. file:///C:/Users/ferna/Downloads/Tese_FINAL_completa_Onerosidade_e_Engineering_Fabio_C_A_Gil.pdf. Acesso em 23 set. 2019.

GOMES, O. **Contratos**. 27ª edição. Rio de Janeiro: Editora Forense, 2019.

GONÇALVES, C. R. **Direito das obrigações, Parte Especial, tomo II: Responsabilidade Civil**, 13ª Edição. Saraiva Educação S.A., 2015.

_____. **Responsabilidade Civil**. 2016. 17ª edição. São Paulo. SP. Editora Saraiva.

GONÇALVES, L. G. R. A função estatal de regulação e os problemas atuais do direito regulatório brasileiro. In: GUERRA, Sérgio. (Org.) **Teoria do Estado Regulador**. Curitiba: Juruá, 2015.

JÚNIOR, L. A. S. **Mediação, Conciliação e Negociação**. 9ª ed. São Paulo: Editora Forense, 2019. ISBN 9788530984250.

JUNIOR, M. K. **Gestão de risco de preços e risco de liquidez no mercado de energia elétrica: uma metodologia adaptada ao Brasil.** 115 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Universidade Estadual de Campinas. Disponível em http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/257971/1/KawaiJunior_Mikio_D.pdf. Acesso em 05 dez. 2019.

LEAL, D. A. P. **O poder normativo das agências reguladoras: a participação dos interessados no procedimento de produção normativa da Resolução 414/2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.** 2017. 123 f. Dissertação (Mestrado em Direito e Instituições do Sistema de Justiça) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017. Disponível em <https://tedebc.ufma.br/jspui/handle/tede/1903>. Acesso em 05 dez. 2019.

LEITE, A. P. P. **Equilíbrio contratual.** 2013. Tese (Doutorado em Direito Civil) – Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013. doi:10.11606/T.2.2013.tde-14102015-084146. Acesso em 16 ago. 2019.

LIMA, R. G. **Comercialização de Energia – Alguns Conceitos e Princípios.** In LANDAU, E. (Org.) **Regulação Jurídica do Setor Elétrico Tomo I.** Rio de Janeiro: Editora Lúmen Juris, 2006.

MAGALHÃES, G. **Comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica.** 2009. 140 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo. Disponível em <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-09062011-152105/pt-br.php>. Acesso em 14 set. 2019.

MARINANGELO, R. **Indenização punitiva e dano extrapatrimonial na disciplina contratual.** Tese (Doutorado em Direito). Pontifícia Universidade Católica de São Paulo. Disponível em: <https://tede2.pucsp.br/bitstream/handle/18822/2/Rafael%20Marinangelo.pdf>. Acesso em 22 nov. 2019.

MARQUES, P. A. **Os impactos da MP 579, convertida na Lei 12.783, nos investimentos em geração de energia no Brasil.** 2014. 42 f. Dissertação de Mestrado. Fundação Getúlio Vargas. Escola de Pós-Graduação em Economia. Disponível em http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/themes/Mirage2/pages/pdfjs/web/viewer.html?file=http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/14187/Disserta%c3%a7%c3%a3o_MFEE_-_Paloma%20Marques.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em 22 set. 2019.

MAYO, R. **Derivativos de Eletricidade & Gerenciamento de Risco.** Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **NOTA TÉCNICA Nº 4/2016-AEREG/SE-MME.** 2016. Disponível em http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=iyJotOp&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaIdNormal=21&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivo. Acesso em 14 de set. 2019.

____ **Projeto Meta. Relatório Técnico do Produto 2. Realização de Estudos sobre os desafios do Sistema Tributário Brasileiro Nacional na Indústria do Gás Natural.** 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/projeto-meta/balanco-2012-2018>. Acesso em 08 nov. 2019.

____ **Discurso do Ministro Bento Albuquerque, em evento realizado na Fundação Getúlio Vargas, no Estado do Rio de Janeiro, no dia 25 de novembro de 2019.** 2019. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/ministro-defende-aumentar-investimentos-em-infraestrutura-para-promover-crescimento-economico?sessionId=F2E06FC55F99CD625B3FC9C0569BB83D.srv154?redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fpagina-inicial%2Foutras-noticias%3BsessionId%3DF2E06FC55F99CD625B3FC9C0569BB83D.srv154%3Fp_id%3D101_INSTA_NCE_32hLrOzMKwWb%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D5 Acesso em 26 nov. 2019.

____ **Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia.** 2019. Disponível em http://www.mme.gov.br/documents/36070/525783/Relat_rio_Workshop_Lastro_e_Energia.pdf/e1bb224b-2741-4fbb-dea2-ddeb1cfe705c. Acesso em 04 de mar. 2020.

____ **Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações.** 2019. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=L1hki20O&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultaIdNormal=33&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivo Acesso em 20 set. 2019.

MABECUA, F. J. **Avaliação do potencial para Shale gas e Shale oil dos folhelos negros da Formação Irati na Região de Goiás e Mato Grosso, Centro-Oeste do Brasil.** 2018. 1778 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

MARQUEZ, R. B.. **Cláusula *take or pay* em contratos de longo prazo.** Dissertação (Mestrado Profissional da FGV, Direito SP) – Escola de Direito de São Paulo, 2018. Disponível em: http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/22992/Disserta%c3%a7%c3%a3o_Cl%c3%a1usula%20take%20or%20pay%20em%20contratos%20de%20longo%20prazo_2018.pdf?sequence=6&isAllowed=y. Acesso em 05 dez. 2019.

MEZA, C.G. **Transição energética global e desenvolvimento sustentável: limites e possibilidades no capitalismo contemporâneo.** 2018. 200 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

MOTA, Debora Nunes. **O Ambiente de Contratação Livre e a Expansão da Oferta de Energia Elétrica. Uma proposta conceitual para a financiabilidade, sob a ótica do financiador.** 2015. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/25463/25463.PDF>. 2015. Tese (Doutorado em Administração de Empresas) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro. Acesso em 16 nov. 2019.

ODDONE, D. Finalmente um mercado de gás natural no Brasil. O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil. **Cadernos FGV Energia.** Edição Especial. Caderno Opinião. Agosto/2019. Disponível em

[file:///C:/Users/ftome/Desktop/Agenda%20Regulat%C3%B3ria/Documentos%20Doutorado/Mestrado/cader no opiniao - agosto - web versao final%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/ftome/Desktop/Agenda%20Regulat%C3%B3ria/Documentos%20Doutorado/Mestrado/cader no opiniao - agosto - web versao final%20(1).pdf) Acesso em 16 nov. 2019.

OLIVEIRA, J. A. de. **Regulação por incentivos e a evolução da eficiência e produtividade das empresas do setor de transmissão de energia no Brasil**. 2017. Dissertação (Mestrado em Economia, Organizações e Gestão do Conhecimento) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017. doi:10.11606/D.18.2017.tde-20102017-133336. Acesso em 16 nov. 2019.

PEREIRA, A. N. **Seguro de garantia de obrigações em contratos administrativos: a iniciativa privada e a alternativa pública**. 2017. Tese (Doutorado) em Direito Político e Econômico da Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo, 2017 <http://tede.mackenzie.br/jspui/bitstream/tede/3286/5/Adilson%20Neri%20Pereira.pdf> Acesso em 20 nov. 2019.

PEREIRA, C. M. da S. **Responsabilidade Civil**. 12ª ed. rev., atual. e ampl. Rio de Janeiro: Forense, 2018. ISBN 978-85-309-8031-3.

PETROCELLI, D. **Arbitragem como meio alternativo à crise do Judiciário**. 1996. Dissertação (Mestrado em Direito). Universidade Metodista de Piracicaba. São Paulo. Disponível em: <https://www.unimep.br/phpg/bibdig/pdfs/2006/NFOJFSMCDIML.pdf> Acesso em 15 nov. 2019.

PIETRO, M. S. Z. D. **Direito Administrativo**. 30ª ed. 2017. ISBN: 978-85-309-7615-6.

PIRES, A. Reforma do setor de gás natural no Brasil. O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil. **Cadernos FGV Energia**. Edição Especial. Caderno Opinião. Agosto/2019. Disponível em: [file:///C:/Users/ftome/Desktop/Agenda%20Regulat%C3%B3ria/Documentos%20Doutorado/Mestrado/cader no opiniao - agosto - web versao final%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/ftome/Desktop/Agenda%20Regulat%C3%B3ria/Documentos%20Doutorado/Mestrado/cader no opiniao - agosto - web versao final%20(1).pdf) Acesso em 05 dez. 2019.

REGO, E. E. **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e as suas aplicações**. 2012. 248 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Tese_Erik_Eduardo_Rego.pdf/162eb55b-f53a-495d-a4e6-720bf0a9df77 Acesso em 26 nov. 2019.

RIBEIRO, D. A. G. Arbitragem no setor de comercialização de energia elétrica. Serviços Públicos e Atividades Reguladas. 2015. **Revista de Direito Administrativo Contemporâneo (Redac)**, Vol. 21 (Novembro-Dezembro de 2015). Disponível em: <http://www.justen.com.br/pdfs/IE107/Diogo-Arbit.pdf> Acesso em 28 set. 2019.

RIZZARDO, A. **Responsabilidade Civil**. 8ª ed. Rio de Janeiro: Editora Forense, 2019. ISBN 978-85-309-8607-0.

SALOMON, A. Chances e ameaças ao ‘Novo Mercado de Gás’. O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil. **Cadernos FGV Energia**. Edição Especial. Caderno Opinião. Agosto/2019. Disponível em

[file:///C:/Users/ftome/Desktop/Agenda%20Regulat%C3%B3ria/Documentos%20Doutorado/Mestrado/cader no opiniao - agosto - web versao final%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/ftome/Desktop/Agenda%20Regulat%C3%B3ria/Documentos%20Doutorado/Mestrado/cader no opiniao - agosto - web versao final%20(1).pdf). Acesso em 22 out. 2019.

SAVOIA, R. **O gerenciamento do Planejamento de Mercado: do racionamento ao ambiente regulado e livre de contratação de energia**. 156 p. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação) EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009. Disponível em: file:///C:/Users/ferna/Desktop/Ricardo_Savoia_Defesa_VFinal.pdf Acesso em 21 set. 2019.

SCHMIDT, G. R. A arbitragem no setor de óleo e gás. Considerações sobre as cláusulas compromissórias inseridas nos contratos de concessão celebrados pela ANP. **Revista de Arbitragem e Mediação**. Vol. 50. 2016. Disponível em: http://www.mpsp.mp.br/portal/page/portal/documentacao_e_divulgacao/doc_biblioteca/bibli_servicos_produtos/bibli_boletim/bibli_bol_2006/RArbMed_n.50.13.PDF. Acesso em 11 de nov. 2019.

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA. **REsp 1.335.617/SP**, Rel. Min. Sidnei Beneti, Data do julgamento: 27/03/2014, T3 – Terceira Turma, Data da publicação: DJE: 22/04/2014.

SZTAJN, R. **Contrato de Sociedade e Formas Societárias**, São Paulo: Saraiva, 1989.

TACITO, C. Produtor independente de energia elétrica. **Revista de Direito Administrativo**, Rio de Janeiro, v. 242, p. 183-186, out. 2005. ISSN 2238-5177. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/ojs/index.php/rda/article/view/42984/44599> Acesso em 05 dez. 2019.

TOMÉ, F. M. C, & Costa, H. K. M; (2019). A Relevância do Gás Natural no Setor Elétrico Brasileiro. In COSTA, H. K.M. (Org.). **A regulação do gás natural no Brasil**. São Paulo: Lumen Juris Editora, 2019.

UEDA, A. S. R. **Os contratos de comercialização de energia elétrica: uma análise sob o prisma do direito civil**. 2015. Tese (Doutorado em Direito Civil) – Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. doi:10.11606/T.2.2018.tde-03102017-145458. Acesso em 05 de dez. 2019.

USTÁRROZ, D. **Contratos em Espécie**. São Paulo: Atlas, 2015. ISBN 978-85-97-00105-1.

VENOSA, S. S. 2018. **Direito Civil - Vol. 3 – Contratos**. 18ª edição. São Paulo: Atlas. ISBN 978-85-97-01474-7.

VIANA, A. G.. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil**. 2017. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. doi:10.11606/T.3.2018.tde-06042018-082743. Acesso em 05 dez. 2019.

VILELA, D. V. **Agências reguladoras e a efetivação da ordem econômica-constitucional brasileira: desafios da regulação em um cenário de intensificação do poder econômico nas relações sociais**. 2018. 175 f. Tese (Direito Político e Econômico) – Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo. Disponível em: <http://tede.mackenzie.br/jspui/bitstream/tede/3551/5/Danilo%20Vieira%20Vilela.pdf>. Acesso em 05 dez. 2019.

WITTMANN, D. **A indústria de energia elétrica no Brasil e o Desenvolvimento sustentável: uma proposta para o horizonte 2050 à luz da teoria dos sistemas.** 2014. 200 f. Tese (Doutorado) – Curso de Doutorado em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-19052015-082550/publico/DOUGLASWITTMANNTESEDEDOUTORADOPUBLICADA.pdf> Acesso em 14 set. 2019.

YOSHIMURA, R. R. **Fatores determinantes do hedge em empresas brasileiras de capital aberto.** 2016. Dissertação (Mestrado em Controladoria e Contabilidade) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2016. doi:10.11606/D.96.2016.tde-01122016-110003. Acesso em 14 de set. 2019.