

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO PARANÁ**  
**ESCOLA DE DIREITO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DIREITO – PPGD**

**EDUARDO IWAMOTO**

**BOLSA DE ENERGIA COMO AMBIENTE DE CONFIABILIDADE DE LIQUIDAÇÃO  
DOS CONTRATOS NEGOCIADOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

**CURITIBA**

**2022**

**EDUARDO IWAMOTO**

**BOLSA DE ENERGIA COMO AMBIENTE DE CONFIABILIDADE DE LIQUIDAÇÃO  
DOS CONTRATOS NEGOCIADOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Direito (PPGD) da Pontifícia Universidade Católica do Paraná (PUCPR), como requisito parcial à obtenção do título de Doutor em Direito.

Área de concentração: Direito Econômico e Desenvolvimento.

Linha de pesquisa: Estado, Economia e Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Alberto Blanchet.

**CURITIBA**

**2022**

Dados da Catalogação na Publicação  
Pontifícia Universidade Católica do Paraná  
Sistema Integrado de Bibliotecas – SIBI/PUCPR  
Biblioteca Central  
Edilene de Oliveira dos Santos CRB/9 1636

Iwamoto, Eduardo  
196b Bolsa de energia como ambiente de confiabilidade de liquidação dos  
2022 contratos negociados no mercado livre de energia elétrica / Eduardo Iwamoto ;  
orientador: Luiz Alberto Blanchet. -- 2022  
225 f. : il. ; 30 cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2022  
Bibliografia: f. 215-218

1. Direito econômico. 2. Energia elétrica – Consumo. 3. Contratos. 4. Energia  
elétrica – Comercialização. I. Blanchet, Luiz Alberto.  
II. Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Programa de Pós-Graduação em  
Direito. III. Título.

CDD 20. ed. – 341.378

EDUARDO IWAMOTO

**BOLSA DE ENERGIA COMO AMBIENTE DE CONFIABILIDADE DE LIQUIDAÇÃO  
DOS CONTRATOS NEGOCIADOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Direito da Pontifícia Universidade Católica do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutor em Direito na área de concentração de Direito Econômico e Desenvolvimento, na linha de pesquisa Estado, Economia e Desenvolvimento, sob a orientação do Professor Doutor Luiz Alberto Blanchet.

BANCA EXAMINADORA

---

**Professor Dr. Luiz Alberto Blanchet (Orientador)**

---

**Professora Dra. Solange Mendes Geraldo Ragazi David (Co-orientadora)**

---

**Professor Dr. Daniel Wunder Hachem (PUCPR)**

---

**Professor Dr. Luis Alexandre Carta Winter (PUCPR)**

---

**Professor Dr. Rodrigo Luís Kanayama (UFPR)**

---

**Professora Dra. Angela Cássia Costaldello (UFPR)**

Curitiba, 22 de fevereiro de 2022

Às pessoas que acreditaram e apoiaram!

## AGRADECIMENTOS

O doutoramento é um processo solitário, mas nessa jornada em busca do conhecimento através da pesquisa científica pude conhecer muitos amigos, que de forma generosa sugeriram soluções, indicaram artigos e até mesmo ouviram pacientemente meus repetitivos monólogos sobre o Setor Elétrico Brasileiro. Muitos conhecem a minha paixão sobre o tema e àqueles que participaram comigo dessa jornada manifesto o meu mais profundo agradecimento!

Aos meus pais Tereza Emiko Iwamoto e Osvaldo Chizuo Iwamoto que desde sempre me ensinaram que a educação mudaria a minha vida! E mudou! Ao companheirismo e torcida dos meus irmãos Fábio Iwamoto, Gisele Iwamoto e Gustavo Iwamoto que sempre me apoiaram nessa fantástica jornada.

À Pontifícia Universidade Católica do Paraná instituição de ensino que me formou na graduação, mestrado e agora o doutorado. Que me concedeu a maior honra que a minha carreira docente poderia alcançar que é a de pertencer ao seu quadro de professores. À bolsa de estudos que me concedeu permitindo maior dedicação à pesquisa. Muito obrigado!

Ao meu orientador Professor Luiz Doutor Alberto Blanchet com sua sabedoria e paciência me apresentou outro nível da pesquisa científica, à minha co-orientadora Professora Doutora Solange Mendes Geraldo Ragazi David que de forma muito generosa ensinou-me muito sobre o Setor Elétrico Brasileiro.

Aos professores Vladimir Passos de Freitas, Daniel Wunder Hachem, Luiz Alexandre Carta Winter, Marcia Carla Ribeiro especial agradecimento pelos momentos preciosos de aprendizado e companheirismo além da sala de aula.

Aos meus amigos Paulo Galvão, Paulo Henrique Ribas, Fernanda Thallyta Borba, Jair Gevaert, Marcelo Mira, Marcos Souza, que de forma paciente ouviram minhas inquietações sobre a pesquisa, me ofereceram ajuda quando precisei, revisaram meus capítulos e principalmente participaram da minha experiência no doutorado.

Um especial agradecimento às amigas da COPEL que a paixão pela pesquisa aproximou, Adriana Baratto e Cristina Kakawa.

Aos amigos do grupo de pesquisa ambiente institucional, novas tendências do Setor Elétrico Brasileiro, energias renováveis e atividade empresarial no Brasil, que guardo com carinho e muito aprendizado na pesquisa aprofundada no Setor Elétrico Brasileiro.

Aos colegas do NUPED e do NEADI que me ensinaram muito sobre a prática da pesquisa avançada.

Aos amigos que fiz no PPGD.

*“Se algo não é obviamente impossível, então  
deve haver uma maneira de fazer.”*

Nicholas Winton



## RESUMO

O Brasil está passando por um processo de transição para um novo modelo energético. Fruto de um amplo debate com a sociedade civil e diversas áreas técnicas intrasetoriais, as premissas de um novo design de mercado foram estabelecidas. O Grupo de Trabalho (GT) da Modernização do Setor Elétrico elaborou 17 relatórios apontando quais alterações devem ser implementadas e quais objetivos devem ser alcançados. Dentre essas diretrizes ocorrerá um deslocamento da base de financiamento do setor elétrico do Ambiente de Comercialização Regulado para o Ambiente de Comercialização Livre. A reforma já teve início com a expansão do mercado livre de energia por meio da portaria 465/2019 do Ministério de Minas e Energia, que estabeleceu a diminuição progressiva das barreiras de ingresso até o ano de 2024, em que todos os consumidores poderão optar por permanecer no mercado cativo ou migrar para o mercado livre e ter a liberdade de escolha de fornecedores. Ocorre que liberdade implica em riscos, riscos que os consumidores cativos não estão habituados, como a falta de cumprimento de obrigação de entrega de energia elétrica por parte de fornecedores. Dentre as possíveis consequências identificou-se a exposição de agentes a riscos de liquidez inerentes ao mercado livre de energia brasileiro, sendo este o problema principal da presente pesquisa. De acordo com os relatórios do GT da Modernização do Setor Elétrico, a expansão do mercado livre fomentará o aumento de serviços ancilares ao setor elétrico, sendo a criação de uma bolsa de valores uma delas. **A pergunta que se pretende responder é: se uma bolsa de energia pode mitigar o risco de liquidez no mercado livre?** Para responder a essa pergunta utilizou-se o método de abordagem hipotético dedutivo com base em pesquisa bibliográfica, teses, dissertações, normativa, documental, pareceres técnicos, análise estatística e de dados institucionais, procedimentos administrativos, resoluções, portarias, notas técnicas e audiências públicas realizadas pela ANEEL e CCEE, para analisar o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro e de que forma o Sistema Financeiro Brasileiro poderia contribuir com o aprimoramento da circulação de contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente livre (CCEAL) com a segurança das operações financeiras de uma bolsa de valores. Analisou-se a característica financeira dos CCEALs e algumas operações financeiras de uma bolsa de valores que possuem atributos compatíveis com as necessidades do mercado livre de energia. Uma bolsa de energia poderia especializar-se em um único produto, energia elétrica, e avaliar, precificar e mitigar riscos a fim oferecer aos agentes de mercado uma infraestrutura de comercialização de energia elétrica com segurança e transparência nas transações.

Palavras chave: bolsa de energia; mercado livre de energia elétrica; contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente livre; direito de energia; modernização do setor elétrico.

## ABSTRACT

Brazil is going through a process of transition to a new energy paradigm. As a result of a broad debate with civil society and many technical areas, the premises of a new market design were established. The Electric Sector Modernization working group (GT) produced 17 reports indicating which changes must be implemented and which goals must be achieved. Among these guidelines, there will be a shift in the financing base of the energy sector from the Regulated Trading Market to the Free Trading Market. The reform has already started with the expansion of the free energy market through ordinance No. 465/2019 of the Ministry of Mines and Energy, which established the progressive reduction of entry barriers until 2024, in which all consumers will be able to choose to remain in the captive market or migrate to the free market and have the freedom to choose their suppliers. It turns out that freedom implies risks, risks that captive costumers are not used to, such as the failure to comply with the obligation to deliver electricity by suppliers. The exposure of agents to liquidity risks inherent to the Brazilian free energy market was identified as one of the possible consequences, which is the main problem of the present research. According to the reports of the Electric Sector Modernization, the expansion of the free market will increase subsidiary services in the Energy sector; the creation of a stock exchange might be one of them. The main question is: **Can an energy stock market mitigate the liquidity risk in the free market?** To answer this question, the hypothetico-deductive method of approach was used, based on bibliographic research, theses, dissertations, normative framework, documentary research, statistical analysis and institutional data, administrative procedures and ordinances, technical notes and public hearings carried out by ANEEL (Brazil's National Electricity Regulatory Agency) and CCEE (Chamber of Trading of Electric Energy), to analyze the functioning of the Brazilian Electricity System and how the Brazilian Financial System could contribute to the improvement of the circulation of electric energy commercialization contracts in the free market (CCEAL) with the security of the financial operations of a stock exchange. The financial characteristics of CCEALs and some financial operations of a stock exchange that have attributes compatible with the needs of the free energy market were analyzed. An energy stock market could specialize in a single product, electricity, and assess, price and mitigate risks to offer market agents an infrastructure for trading electricity with security and transparency in transactions.

**Keywords:** energy stock exchange; free energy market; electric energy trading contract in the free market; Energy Law; modernization of the energy sector.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: cronologia do prazo para descontratação.....	54
Figura 2: quadro resumo das diferenças.....	68
Figura 3: organograma do Setor Elétrico Brasileiro.....	73
Figura 4: processo de contabilização.....	92
Figura 5: subsistemas do Sistema Interligado Nacional.....	99
Figura 6: conexões previstas para 2024.....	100
Figura 7: sincronicidade entre o ACL e o MCP.....	134
Figura 8: mercados do mercado financeiro.....	153
Figura 9: organograma do sistema financeiro.....	154
Figura 10: negociação centralizada de uma câmara de compensação.....	161
Figura 11: opções de CALL e PUT.....	166
Figura 12: exemplo de código de um contrato de opção.....	169
Figura 13: probabilidades de opções.....	171
Figura 14: rede do sistema financeiro nacional.....	175
Figura 15: marcos temporais do registro dos CCEALs.....	186
Figura 16: organograma de um mercado de opções de energia.....	195
Figura 17: limite temporal de vencimento de uma opção.....	196
Figura 18: desenho institucional dos ambientes de comercialização.....	208
Gráfico 1: projeção da expansão das linhas de transmissão até 2023.....	105
Gráfico 2: recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores (PLD). .....	144
Gráfico 3: valores não pagos de PLD (DEFAULT).....	145
Gráfico 4: relação entre o mercado de derivativos de balcão e o mercado de derivativos em bolsa de valores.....	160
Gráfico 5: relação entre o preço à vista e o preço futuro no mercado futuro.....	178
Gráfico 6: simulação de variação do PLD.....	187
Gráfico 7: simulação de um hipotético risco de volume.....	188
Gráfico 8: simulação de operação de call.....	197
Gráfico 9: simulação de opção de call em alta.....	198
Gráfico 10: simulação de opção de call em queda.....	199
Tabela 1: espécies de contratos negociados no Ambiente de Comercialização Livre.....	132
Tabela 2: valores destinados ao pagamento de PLD no mês de janeiro.....	143
Tabela 3: flutuação de preço do PLD no período de 30 dias.....	146
Tabela 4: datas de vencimento dos contratos de opção segundo o calendário da B3.....	168
Tabela 5: exemplos de códigos de contratos de opção.....	170
Tabela 6: quadro resumo de uma operação de opção.....	173
Tabela 7: tabela comparativa entre mercado a termo e mercado futuro.....	180

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BBCE	Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCECE	Contratos de Comercialização de Energia Convencional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEICOGQ	Contratos de Comercialização de Energia Incentivada de Cogeração Qualificada
CCEIE	Contratos de Comercialização de Energia Incentivada Especial
CCP	Contraparte Central ou <i>Central Counterparty</i>
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAE	Conselho Nacional de Águas e Energia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética

CP	Consulta Pública
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DNAE	Departamento de Águas e Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GCOI	Grupo de Controle de Operações Interligadas
GCPS	Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Interligados
GT	Grupo de Trabalho
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MARE	Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
OTC	<i>Over the Counter</i>
PDE	Plano Decenal de Energia
PDRAE	Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado
PEPE	Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PIA	Produtor Independente Autônomo
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND	Programa Nacional de Desestatização

PNE	Plano Nacional de Energia
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RE-SEB	Programa de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SBP	Sistema de Pagamentos Brasileiro
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEE	Secretaria de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	Uso de Bem Público



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	19
<b>2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b> .....	31
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	31
2.2 PERÍODO ANTERIOR AOS MODELOS ENERGÉTICOS .....	33
2.3 PRIMEIRO MODELO ENERGÉTICO (1995 A 2003) .....	41
2.4 SEGUNDO MODELO ENERGÉTICO, ATUAL MODELO A PARTIR DE 2003.....	63
2.5 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	72
2.5.1 Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.....	73
2.5.2 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE .....	75
2.5.3 Ministério de Minas e Energia - MME.....	75
2.5.4 Empresa de Pesquisa Energética - EPE.....	78
2.5.5 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL .....	80
2.5.6 Operador Nacional do Sistema - ONS.....	83
2.5.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.....	85
2.5.7.1 o desenho do mercado do setor elétrico e a funcionalidade dos três ambientes de comercialização: Ambiente de Comercialização Regulado, Ambiente de Comercialização Livre e Mercado de Curto Prazo. ....	87
2.5.7.2 Ambiente de Comercialização Livre e as suas perspectivas .....	88
2.5.7.3 a multifuncionalidade do mercado de curto prazo.....	90
2.5.8 Breves considerações sobre as espécies de outorga de geração de energia elétrica.....	96
2.5.9 Transmissão e o sistema interligado nacional .....	98
2.5.10 O modelo de financiamento da Expansão do Sistema Elétrico .....	102
2.6 CONCLUSÕES PARCIAIS.....	106
<b>3 MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A ABERTURA DO MERCADO LIVRE</b> .....	108
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	108
3.2 PORTARIA 514/18 – A ABERTURA DO MERCADO LIVRE ALTERADA PELA PORTARIA 465/2019 .....	110
3.3 FUTURO MODELO DE ENERGIA ABORDADA PELO GT DA MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO .....	114
3.4 A TRANSIÇÃO PARA O NOVO MODELO DE MERCADO, AS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS E A NEUTRALIDADE DO REGULATÓRIA .....	120
3.5 PLD HORÁRIO E A PRECIFICAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO .....	123

3.6 OS CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO NO AMBIENTE LIVRE.....	128
3.7 O CONTEXTO DA FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA .....	135
3.8 CONCLUSÕES PARCIAIS.....	138
<b>4 BOLSA DE ENERGIA COMO AMBIENTE DE CONFIABILIDADE DE LIQUIDAÇÃO DOS CONTRATOS NEGOCIADOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	140
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	140
4.2 A LIQUIDEZ DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO .....	141
4.3 SEPARAÇÃO DO LASTRO E ENERGIA: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DA ENERGIA .....	146
4.4 BOLSA DE VALORES: INFRAESTRUTURA DE PROTEÇÃO FINANCEIRA .....	150
4.4.1 o Sistema Financeiro Brasileiro, breves considerações.....	151
4.4.2 Afinidades da Bolsa de Valores do Brasil na comercialização de contratos de energia elétrica .....	156
4.4.3 Mercado de balcão.....	158
4.4.4 Derivativos .....	161
4.4.5 Mercado de opções .....	165
4.4.6 Câmaras de compensação e liquidação - clearing house.....	174
4.4.7 Mercado futuro .....	177
4.4.8 Mercado a termo.....	179
4.4.9 Os mercados de balcão de energia elétrica.....	181
4.5 DESENHO DE UMA BOLSA DE ENERGIA E AS SUAS POSSIBILIDADES .....	185
4.5.1 Mercado a termo de energia elétrica em balcão organizado .....	190
4.5.2 Mercado de opções de energia elétrica.....	192
4.5.3 Mercado de curto prazo em uma bolsa de energia .....	200
4.6 CONCLUSÕES PARCIAIS.....	202
<b>5 CONCLUSÃO.....</b>	205
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	215
<b>GLOSSÁRIO .....</b>	220
<b>ANEXO – VOLUME DE DIFERENÇAS APURADO NA CONTABILIZAÇÃO ENTRE 2016 À 2020 .....</b>	223

## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil está passando por um processo de transição para um novo modelo energético, iniciado pela Consulta Pública 22 promovida pelo Ministério de Minas e Energia em 2016, trazendo profundas alterações no setor elétrico. Fruto da consulta pública 22 foi criado o Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, grupo de pesquisa intersetorial de energia responsável pelo estudo das reformas do setor elétrico, elaborou 17 relatórios envolvendo servidores de diversas entidades do setor elétrico com contribuições da sociedade civil e universidades apontando reformas necessárias no sistema normativo. Dentre os objetivos a serem alcançados com a reforma há enfoque especial no mercado livre. Durante grande parte da evolução do Setor Elétrico Brasileiro o mercado cativo foi o grande responsável pela expansão, robustez e segurança do sistema. Através do maior protagonismo do mercado livre de energia ocorrerá uma mudança de premissa no setor, novos desafios e oportunidades deverão ser enfrentados. O empoderamento do consumidor com opção de escolha de novos serviços e a forma disruptiva que se planeja o surgimento de novos agentes, substituirá a centralização estatal do controle das atividades do setor elétrico. Dentre os novos serviços previstos pelo GT da Modernização do Setor Elétrico identificou-se o surgimento de uma bolsa de energia que poderá prestar serviços financeiros a todos os agentes do mercado com o objetivo de facilitar a circulação de contratos e promover maior segurança na sua execução.

Em 2019 o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria n. 465 determinando a diminuição gradativa da exigência de carga mínima exigida para o ingresso no mercado livre de energia elétrica, até a sua supressão total a partir de 2024. O Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico identificou a possibilidade de migração massiva de consumidores do Ambiente de Comercialização Regulado ao Ambiente de Comercialização Livre gerando consequências importantes ao Setor Elétrico Brasileiro. **Dentre as possíveis consequências identificou-se a exposição de agentes a riscos de liquidez inerentes ao mercado de energia brasileiro sendo o problema principal da presente pesquisa.**

Tais riscos de liquidez podem estar relacionados à falta de pagamento ou à falta de entrega da energia elétrica, em outras palavras inexecução contratual de qualquer das partes. Os atributos de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre permitem que sejam realizadas operações financeiras de seus ativos subjacentes, análogo aos derivativos negociados em

bolsa de valores como soja, minério, petróleo e outras commodities. Esses ativos subjacentes tratam da precificação dos diversos efeitos jurídicos de um contrato os quais individualmente podem ser negociados como derivativos: a entrega do objeto; o valor do contrato; o prazo do contrato; contrato ser utilizado como garantia; o contrato ser utilizado como seguro; a venda antecipada de um contrato; a venda prorrogada de um contrato; a circulação de um contrato. Individualmente cada um desses atributos não formam um contrato, mas possuem valor estimável para a realização de operações financeiras. Considerando esses atributos financeiros de um Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre **a pergunta que se pretende responder é a seguinte: uma bolsa de energia pode mitigar o risco de liquidez no mercado livre?**

Pretende-se responder à pergunta analisando o aspecto normativo e institucional através de pareceres, resoluções, portarias e leis que determinam o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro e o planejamento do Ministério de Minas e Energia sobre as mudanças normativas e regulatórias do Setor. A análise normativa é fundamental, uma vez que as operações realizadas nesse segmento são reguladas de forma minuciosa. Muitos conceitos técnicos da área de engenharia elétrica, economia e administração serão adotados, no entanto tratam da expressão da mais pura regulação que estabelece definições e conceitos. Portanto, tais definições possuem aspectos jurídicos que devem ser considerados inobstante o grau de tecnicidade relativos a outros ramos do conhecimento.

O Brasil possui um setor elétrico muito avançado se comparado a outros exemplos ao redor do mundo. De proporções continentais e potencial hídrico incomparável é possível afirmar que o Brasil possui um sistema *sui generis*, o que pode ser redundante, afinal cada país possui suas características geográficas e modelos energéticos próprios. A ideia inicial foi a de comparar outros modelos de bolsa de energia ao redor do mundo para fundamentar a proposição. Porém ao identificar as diferenças essenciais do setor elétrico entre os países que adotaram bolsas de energia, concluiu-se que possíveis premissas eventualmente utilizadas para validar a implementação de uma bolsa de energia em outros países não seriam aplicáveis no Brasil. A exemplo do que ocorre nos Estados Unidos da América, não há um sistema interligado nacional, sendo que cada estado é autônomo e por muitas vezes possui linhas de transmissão e fontes energéticas próprias inviabilizando um controle centralizado nacional. Muitos estados possuem como base fontes térmicas, organizados de forma desverticalizada e privatizada, enfrentando situações muito

diferentes aos desafios brasileiros (citou-se o exemplo americano pois existem ao menos duas grandes bolsas de energia como a New York Mercantile Exchange -NYMEX - e o NodalExage – grupo EEX). Por outro lado o mercado europeu possui linhas de transmissão que integram diversos países com modelos energéticos próprios, tratando de complexos acordos multilaterais sendo que alguns países adotam fontes de energia térmica, outros energia atômica e alguns energias renováveis como as eólicas. Também existem diversas bolsas de energia na Europa como a MIBEL, NORD POOL, ELEXON, OMIE, EPEX). Na América Latina apenas a Colômbia possui uma bolsa de energia cujas fontes energéticas são equiparáveis à brasileira, contudo seu o modelo regulatório possui características próprias que a princípio não permitiriam a apropriação fidedigna dos institutos lá existentes. Considerando as peculiaridades e desafios de cada país, buscou-se soluções possíveis existentes no próprio modelo brasileiro. Assim, não serão analisadas propostas de bolsas de energia existentes em outros países.

Como o principal referencial teórico foi utilizado o resultado do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico que elaborou 17 relatórios com os temas centrais da reforma. Tais documentos são importantes uma vez que apontam a direção das medidas que serão adotadas na reforma do setor.

A abertura do mercado livre como um dos principais objetivos da reforma foi iniciada através da Portaria 465/19 do MME em 12/12/2019, que determinou a progressiva diminuição das exigências para o ingresso do consumidor no mercado livre, cujo teor é o seguinte:

*“Art. 1º A Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, passa a vigorar com as seguintes alterações:*

*Art. 1º .....*

*§3º A partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 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.*

*§4º A partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 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.*

*§5º A partir de 1º de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 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.*

*§6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.”*

Um destaque importante que merece observação é o §6º do art. 1º, que determina a elaboração de um cronograma de abertura integral a partir de 1º de janeiro de 2024. Esse dispositivo permitirá que consumidores residenciais possam optar pela livre escolha de fornecedores ao migrar para o mercado livre, além dos consumidores de maior porte que poderão optar em qual mercado pretendem permanecer conforme o calendário estabelecido pela Portaria. **A liberdade implica em riscos, riscos que o consumidor cativo não está habituado a enfrentar.** Enquanto que no mercado cativo a distribuidora assume todos os riscos de fornecimento de energia elétrica, no mercado livre não é incomum haver inexecução contratual. Essa será a nova realidade para milhares de consumidores que, atraídos por preços mais baixos oferecidos no mercado livre, estarão sujeitos a tais riscos. Conforme será demonstrado no presente trabalho os riscos do setor elétrico possuem diversas matizes, como o risco hidrológico, volatilidade dos preços, expansão do sistema, subsídios cruzados, contratos legados, o risco financeiro e o risco de volume. É nessa conjuntura que o GT da Modernização do Setor Elétrico prevê a criação de uma bolsa de energia.

A energia elétrica é considerada um insumo não estocável de consumo imediato, não estocável porque ainda não há tecnologia suficiente para aquisição de baterias de grande escala a preços acessíveis, de consumo imediato porque a energia ao ser produzida deve ser consumida instantaneamente. Portanto o fornecimento de energia elétrica possui uma característica contratual, pois o negócio jurídico não se torna perfeito através da simples tradição do objeto. O contrato é elemento essencial para a existência do vínculo jurídico entre o vendedor e o comprador, cujo objeto trata de obrigação de entrega futura, sendo que o contrato deverá no mínimo estabelecer

prazo, volume e forma de cumprimento do objeto. Outro atributo da energia elétrica é a sua característica contábil, que é a forma que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) controla a inserção e retirada de energia do sistema. Os Contratos de Comercialização no Ambiente Livre (CCEALs) devem ser registrados na CCEE informando quem é o gerador, o consumidor, o volume de energia elétrica e o prazo de execução do contrato. Através dessas informações a CCEE realiza um procedimento de contabilização para apurar se há correspondência entre a geração e o consumo de energia entre as contrapartes. Ainda há um terceiro atributo, que é a característica financeira. Existe uma prática de mercado de circulação de CCEALs, ou seja, o comprador 1, revende o seu contrato para o comprador 2, que por sua vez transfere ao comprador 3 e assim sucessivamente, até que o último comprador efetivamente execute o objeto do contrato. Tais atributos permitem que o CCEAL seja negociado como um ativo ou derivativo como a soja, petróleo, ouro e demais commodities.

Conforme se demonstrará no presente trabalho um CCEAL possui aptidão para ser comercializado em um mercado financeiro. Mas a pergunta que se propõe a responder é: **uma bolsa de energia poder mitigar o risco de liquidez no mercado livre?**

O risco de liquidez que se pretende analisar trata da inexecução contratual por qualquer das partes, seja vendedor ou comprador, doravante identificados como risco de volume e risco de liquidez. O risco de volume trata da possibilidade de não entrega do objeto do contrato sujeito a diversas situações, o risco financeiro refere-se à falta de pagamento pecuniário do contrato.

O método de abordagem utilizado foi o hipotético-dedutivo com base em pesquisa bibliográfica, teses, dissertações, normativa, documental, pareceres técnicos, análise estatística e de dados institucionais, procedimentos administrativos, resoluções, portarias, notas técnicas e audiências públicas realizadas pela ANEEL e CCEE.

Em quatro anos de estudos foram analisados mais de 5000 páginas de documentos, pareceres, procedimentos administrativos, resoluções e relatórios. A análise documental pode ser dividida em dois momentos: o segundo capítulo que abordou o período anterior aos modelos energéticos considerando a criação da ELETROBRÁS e as decisões das suas coordenadorias como o GCOI e GCPS, cuja competência foi a interligação das redes regionais e o seu planejamento, responsáveis pelo surgimento do Sistema Interligado Nacional e pelo controle da carga inserida no sistema que formulou o modelo computacional para calcular o custo marginal de energia, os

primeiros estudos sobre os planos quinzenais da década de 70, documentos sobre a privatização da EXCELSA, primeira concessão do Setor Elétrico, os relatórios do RE-SEB, o relatório Kelman, despachos da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), documentos de alocação de receitas dos encargos setoriais, resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), os procedimentos de comercialização e regras de comercialização da CCEE, dissertações e teses em Direito, Engenharia da Produção, Engenharia Civil, Economia e Administração, com o objetivo de apresentar uma breve retrospectiva histórica e o atual modelo energético; o terceiro capítulo voltado para a modernização do setor elétrico, foram analisados os relatórios do GT da Modernização do Setor Elétrico, as consultas públicas 22 e 33 ambas do MME, os Planos Decenais de Expansão da Energia, os arquivos temáticos dos Planos Nacionais de Energia de 2030 e 2050, teses e dissertações sobre novos desenhos de mercado, doutrina e artigos científicos sobre mercado financeiro. A análise dos documentos técnicos são úteis para uma pesquisa científica na área do Direito vez que tratam do motivo do ato administrativo normativo e da justificativa para a implementação de políticas públicas.

A pesquisa pode ser dividida em dois momentos devido à narrativa da construção do modelo energético até os dias atuais e um olhar para o futuro por meio dos estudos de planejamento de modernização do setor. O aspecto interessante dessa forma de abordagem é permitir ao leitor a compreensão da origem das fragilidades atuais e os desafios que deverão ser superados. Não houve tentativa de um estudo amplo da história do setor elétrico como a obra de UGEDA SANCHES, apenas indicar a origem de algumas decisões do passado que têm sido objeto de discussão para o futuro.

Bastante contribuiu com a pesquisa a tese de doutorado de SOLANGE MENDES GERALDO RAGAZI DAVID que muito bem trabalhou a digitalização do Setor Elétrico e o modelo disruptivo tecnológico abordando a abertura do mercado livre, o empoderamento do consumidor, a melhor distribuição dos encargos setoriais e o surgimento de novos negócios através da tecnologia.

Outro trabalho bastante utilizado foi a tese de ALEXANDRE GUEDES VIANA, que não obstante ter abordado o mercado regulado, foi fundamental para a compreensão dos diversos desenhos de mercados de energia elétrica, permitindo fazer a aproximação teórica do mercado de energia com o mercado financeiro em suas afinidades.



A pesquisa voltada ao mercado financeiro teve a singela pretensão de apenas identificar a arquitetura da infraestrutura existente em uma bolsa com os mais diversos mercados existentes dentro dela. Mercado futuro, mercado de derivativos, mercado de opções, swaps, hedge e outros, de forma muito simplificada, são ambientes de negócio estruturados com propósitos específicos, podendo atuar de forma isolada ou em conjunto. Nesse sentido houve um esforço para não verticalizar a pesquisa nessa área para não adentrar no âmbito da matemática aplicada, pois fugiria ao propósito da pesquisa.

Autores de obras sobre mercado financeiro foram abordados como ALEXANDRE ASSAF NETO, OSIAS SANTANA DE BRITO, LILIAM CARRETE, ANTONIO CARLOS FIGUEIREDO, JOHN C. HULL, JULIANO LIMA PINHEIRO e outros.

Foram analisadas três propostas de criação de bolsa de energia: os estudos da GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico vinculado à UFRJ); a proposta da BBCE; e a proposta da B3. Com propostas distintas entre si é possível identificar a complexidade do tema na aplicação prática. A proposta apresentada no presente trabalho distingue-se das demais, pois não se pretende promover alterações nem no sistema elétrico nem no financeiro. Buscou-se reunir as afinidades entre os dois setores para implementar alguns mercados financeiros para auxiliar na comercialização de CCEALs. A pretensão foi a de promover soluções simples para enfrentar problemas em escala.

Cada capítulo foi estruturado em três partes, uma introdução, o corpo capítulo e as conclusões parciais. A introdução e a conclusão indicam o fio condutor do capítulo com a conclusão do trabalho, o que se pretendeu abordar e qual o resultado .

**O capítulo 2** tem por finalidade apresentar a estrutura do Setor Elétrico Brasileiro, a abordagem não se restringiu à sua mera descrição, foi realizado um breve estudo histórico sobre a construção do sistema, seu contexto e desafios e soluções. Pode ser dividido em quatro partes: período anterior aos modelos energéticos; primeiro modelo energético; segundo modelo energético; e o modelo institucional atual.

O primeiro item tratou do modelo anterior aos modelos energéticos. Há uma imprecisão terminológica ao se referir ao período anterior aos modelos atuais, pois trata de um período que abrange aproximadamente 100 anos. Porém doutrina identifica três fases distintas no tratamento

da geração de energia elétrica: fase de interesse local; fase da federalização e da estatização; fase mista ou concorrencial.

A fase da estatização, encerrada na década de 90, foi o período em que foram criadas várias entidades e mecanismo ainda hoje existentes, como a ELETROBRÁS, o Sistema Interligado Nacional, o Ministério de Minas e Energia, um órgão de controle de carga no sistema GCOI centralizando o controle no âmbito nacional, o modelo computacional para orientar o despacho central das usinas definindo o momento do seu acionamento e também utilizado para apurar o custo marginal de operação do preço da energia elétrica no curto prazo, a fonte energética majoritariamente hídrica e os grandes empreendimentos como a ITAIPU e a criação de alguns encargos setoriais. Tais entidades e mecanismos são uma herança do modelo energético adotado compreendendo os períodos da década de 30 à 90, definindo os modelos energéticos seguintes.

A fase mista ou concorrencial pode ser dividida em dois momentos: o primeiro modelo energético; o segundo modelo energético. O primeiro modelo energético foi marcado pela desverticalização do setor elétrico, a subsetorização e as privatizações. A reestruturação em geração, transmissão, distribuição e comercialização permitiu que cada segmento fosse transferida à iniciativa privada, seja como livre iniciativa ou concessão de serviço público. Marcos legais importantes foram editados no período: a Lei da Tarifa de Energia Elétrica; a Lei das Geral das Concessões; o Plano Real; a Lei 9.074/95 que regulamentou as concessões do Setor Elétrico; a Emenda Constitucional n. 6, que autorizou a exploração ou aproveitamento de potenciais de energia hidráulica por empresas estrangeiras; a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica; a criação do Mercado Atacadista de Energia; a constituição do Operador Independente do Sistema; o Mecanismo de Realocação da Diferenças.

A falta de um órgão centralizador que promovesse a coordenação e planejamento da expansão e do funcionamento do sistema ensejou a crise energética de 2001, fazendo o governo repensar a política liberal implementada na década de 90. Os investimentos em infraestrutura que se imaginavam ser realizados não ocorreram, a ausência de um órgão centralizador repercutiu em obras dessincronizadas, atrasos em linhas de transmissão e construção de novas usinas. A falta de clareza na legislação para definir a responsabilidade das entidades e órgãos recém criados contribuiu para a insuficiência de planejamento do setor, que à época das privatizações o parque energético nacional já se encontrava sucateado e ultrapassado.

A crise energética de 2001 foi um evento que causou sérias consequências, mas também aprendizados. Apagões que cobriram extensas áreas e por longos períodos, exigiram do governo medidas radicais, muitas vezes questionadas. Constatada a incapacidade de coordenação do MME para enfrentar a crise, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) através da medida provisória n. 2.147/2001. A criação da GCE foi alvo de muitas críticas pelo seu caráter arbitrário, visto que foi reeditada por diversas medidas provisórias aumentando as suas atribuições sem nunca ser aprovada pelo Congresso Nacional. A GCE foi composta por 7 ministérios, dois gabinetes do Planalto, BNDES, ANEEL, ANA, ANP, ONS, ITAIPU e outros membros designados pelo Presidente da República, presidida pelo Chefe da Casa Civil que lhe daria poder de articulação política.

À GCE foram conferidos poderes de reduzir o consumo de energia elétrica estabelecendo metas, que se descumpridas repercutiriam no corte da energia, reconhecer situação de calamidade pública, propor alteração de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que tivessem alto consumo de energia, impor restrição no uso dos recursos hídricos não destinados ao uso humano ou ao funcionamento das hidrelétricas como por exemplo na irrigação, despesas não sujeitas à Lei de Responsabilidade Fiscal, aquisição de bens e serviços sem licitação prévia, criar linhas de crédito para investimentos em novos empreendimentos de geração, fomentar fontes de energia renovável, entre outras medidas.

Em 2003 a crise hídrica foi superada, a experiência vivida contribuiu para que o Governo criasse novos mecanismos de controle, sob uma nova visão sobre o setor elétrico. Foram editadas as leis 10.848/04 e 10.847/04. A Lei 10.848/04 é considerada o marco legal que inaugurou o novo modelo, reorganizando todo o sistema elétrico a atribuir competências mais específicas à cada entidade. Criou o Ambiente de Contratação Livre e o Ambiente de Contratação Regulado, inaugurando um sistema híbrido em que prestadoras de serviço público competiriam com empresas privadas em um mesmo setor, criou o conceito de energia nova que trata de uma espécie de estímulo e financiamento a novos empreendimentos através de leilões de energia, obrigou todas as distribuidoras a garantir 100% da energia elétrica inserida no sistema, criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que passou a controlar todos os contratos negociados no sistema e tornou-se responsável pelo Mercado de Curto Prazo e pela contabilização, foi criado também Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, responsável por auxiliar o MME no

acompanhamento da continuidade e segurança do suprimento de energia elétrica. A Lei 10.847/04 criou a Empresa de Pesquisa Energética que possui atribuição de prestar serviços na área de pesquisa no planejamento da expansão do setor elétrico nas várias matrizes de energia elétrica.

Também foi tratado atual modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, indicando as competências do Conselho Nacional de Política Energética, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, ANEEL, Operador Nacional do Sistema, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, geração de energia elétrica, transmissão e expansão do sistema elétrico.

**No capítulo 3** foram analisadas algumas das propostas do GT da Modernização do Setor Elétrico e a abertura do mercado livre. Foram apresentados alguns dos motivos para a edição da Portaria 465/09, ao promover a abertura gradativa do mercado livre e as suas consequências, sendo a mudança da relação entre os consumidores e fornecedores migrando da esfera pública para a privada um dos objetivos almejados. Tal iniciativa não se deu de forma espontânea, foi promovida a participação da sociedade civil através de audiências e consultas públicas que concluíram pela modernização do sistema permitindo que os consumidores adotassem um protagonismo maior em suas escolhas através do mercado livre. Um fato identificado e bastante discutido foi que o mercado cativo é o principal responsável pelo financiamento do sistema, gerando benefícios considerados não isonômico em relação aos consumidores livres, que utilizam do sistema sem participação no custeio da sua manutenção.

Tal abordagem implica em uma nova visão do desenho de mercado do setor elétrico, pois as distribuidoras possuem um papel decisivo na segurança e estabilidade do sistema, além de serem responsáveis pela execução de políticas públicas. Um dos grandes desafios é como alocar a responsabilidade das medidas necessárias como a expansão ao setor privado. Estimular um ambiente de negócios opulento para atrair a iniciativa privada necessariamente exige algumas mudanças, como a neutralidade do marco regulatório para as inovações tecnológicas. Foi identificado pelo GT da Modernização que, apesar de bem sucedida, ao estimular fontes renováveis houve preferência às fontes eólicas, solares e PCHs, desconsiderando novas tecnologias que trariam o mesmo resultado ou de forma mais eficiente. Assim, discute-se que o próximo marco legal estabeleça objetivos de geração de forma sustentável sem identificar determinada tecnologia. Essa

técnica normativa poderia viabilizar a criação de estruturas financeiras sem a correspondente autorização legal ou regulatória.

Uma modificação já ocorrida foi a granularidade do Preço de Liquidação das Diferenças, antes semanal passou a ser horário, aprimorando a precificação no mercado de curto prazo. Tal iniciativa permite que os preços tenham maior aderência com a demanda da energia elétrica. A formação do preço da energia elétrica é um elemento importante na negociação dos contratos.

Foram apresentadas as espécies de contratos negociados no Ambiente de Comercialização Livre e os seus atributos jurídicos e financeiros, relacionando-os com o Mercado de Curto Prazo e a contabilização, as características do Contrato de Comercialização no Ambiente Livre e a formação do preço da energia elétrica.

**O capítulo 4** tratou de apresentar o desenho do sistema financeiro indicando o funcionamento de alguns mercados existentes em uma bolsa de valores, fundamental para identificar afinidades do mercado financeiro com o mercado de energia elétrica.

Alguns dados sobre o problema da liquidez no mercado de energia elétrica brasileiro foram apresentados, indicando que há riscos de falta de execução do objeto de contratos, repercutindo no pagamento do PLD por parte dos usuários do mercado livre. A separação do lastro e energia também foi abordada, em virtude da necessidade de identificar atributos diferentes em um mesmo contrato, cujas características financeiras podem ser separadas das características físicas da entrega da energia.

Foi apresentada a estrutura do Sistema Financeiro Brasileiro, o funcionamento da bolsa de valores com seus mercados, como o mercado de balcão, derivativos, mercado futuro, mercado a termo, câmara de compensação e liquidação, por terem afinidade com as operações realizadas no mercado de energia.

Na sequência foram analisados os pontos de convergência entre o mercado de energia com o mercado financeiro, sugerindo-se a criação de uma bolsa de energia como uma infraestrutura para negociação de um único produto, a energia elétrica. Para formular a proposta de uma estrutura financeira que satisfizesse as necessidades do mercado de energia, considerou-se a regulação atual do sistema, as propostas sugeridas pelo GT da Modernização do Setor Elétrico e as fragilidades identificadas na operação do mercado livre.

A **conclusão** analisou as características do Sistema Elétrico Brasileiro e suas possíveis conformidades com o Sistema Financeiro Brasileiro e alguns de seus institutos. Conforme se demonstrará comprovada a hipótese do presente trabalho que é: **uma bolsa de energia pode mitigar os riscos financeiros da abertura do mercado de energia.**

Serão correlacionadas algumas fragilidades do sistema que poderiam ser mitigados através da utilização de alguns mercados existentes em uma bolsa de valores. A especialização do mercado de capitais através de uma bolsa de energia cujo único ativo a ser negociado seria a energia elétrica, poderia conferir uma infraestrutura de negócios apta a conjugar operações comerciais e financeiras capacitadas a trazer mais segurança aos seus agentes.

## **2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

### **2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

O Setor Elétrico Brasileiro é uma infraestrutura dinâmica que sofre diversas transformações segundo o cenário político vigente. O atual modelo é o resultado de medidas adotadas em períodos de crise energética ou de planejamento estratégico.

O segundo modelo energético, instituído em 2003 e ainda vigente, criou um setor econômico em que empresas sujeitas aos regimes jurídicos público e privado competem entre si. Faz-se essa distinção entre “regimes jurídicos”, pois trata da competição entre ambientes de comercialização, um ocupado por concessionárias de serviço público outro por empresas privadas, que oferecem o mesmo serviço aos seus usuários porém sujeitas a regimes jurídicos distintos.

A mercantilização do produto “energia elétrica”, de forma distinta a outros bens que se colocam à disposição no mercado, possui grandes restrições decorrentes da característica física da eletricidade. A exigência de um meio de transmissão, bem como de usinas que “criam” ou “geram” essa eletricidade, torna o investimento na infraestrutura desse setor absolutamente expressivo, exercendo direta influência na complexidade dos negócios jurídicos e em seus respectivos resultados.

A experiência brasileira, após aproximadamente 100 anos da utilização embrionária de energia elétrica em praças públicas, criou uma série de mecanismos e entidades responsáveis por manter o sistema elétrico seguro, estável, robusto e comercializável, propulsionando a criação do Setor Elétrico Brasileiro.

O presente capítulo visa elaborar uma breve descrição histórica do setor elétrico, suas políticas, seus principais agentes e as consequências dessas decisões, para analisar os desafios enfrentados no planejamento e implementação do setor elétrico.

Nesse sentido este capítulo foi estruturado analisando o período anterior aos modelos energéticos, o primeiro modelo energético, o segundo modelo energético e o modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro.

A descrição da construção do setor elétrico recebeu essa estrutura em virtude da Doutrina<sup>1</sup> reconhecer as Leis 9.074/95, 10.848/04 e 10.847/04 como marcos legais que trouxeram profundas mudanças no setor. É possível afirmar que não houve uma ruptura com o modelo anterior, mas sim uma constante e aprofundada atualização correspondente à época das reformas legislativas, sendo que a transição de um modelo para outro dependeu de várias outras medidas legais e regulatórias para serem implementadas.

No período anterior ao primeiro modelo energético foram analisadas algumas políticas públicas implementadas ao longo de 90 anos. Não se pretende esgotar o assunto, pois tantos foram os atores envolvidos e as circunstâncias que influenciaram as políticas adotadas, que a pesquisa se perderia diante de tantas influências. Portanto abordou-se apenas algumas decisões e criação de institutos que de maneira direta ou reflexa impactam na decisão da atual discussão sobre a Modernização do Setor Elétrico, como as fontes hidrotérmicas de energia, o surgimento dos encargos setoriais, a ELETROBRÁS, o sistema interligado nacional, os órgãos de controle e fiscalização do setor elétrico, a Constituição de 1988 e a verticalização estatal do período desenvolvimentista.

O primeiro modelo energético tratou da reestruturação das estatais e da onda privatizante ocorrida no período. O setor elétrico foi dividido em subsetores de acordo com a viabilidade de ativos tangíveis relativos a cada atividade prestada na cadeia produtiva, sendo elas: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Essa nova estrutura contribuiu para a intrincada regulamentação de segmentos sucessivos entre si, repercutindo no tema da discussão da desburocratização e melhoria de processos do Grupo de Modernização do Setor Elétrico.

Foi analisado também o contexto da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e as suas funções originárias, a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a crise energética de 2001.

Em relação ao enfrentamento à crise energética foi realizado um metódico estudo na abundante produção legislativa ocorrida no período no texto original da leis, com o objetivo de

---

<sup>1</sup> Maurício Tolmasquim, Benjamim Ferreira de Barros, Sonia Seger Pereira Mercedes, Adilson de Oliveira, Luiz Alberto Blanchet, Ugeda Sanches, Solange Mendes Geraldo Ragazi David.



sistematizar algumas medidas adotadas à época que ainda possuem reflexos vinte anos depois, como a criação de diversos encargos setoriais e o estímulo às fontes renováveis.

As medidas adotadas na crise energética foram fundamentais para estruturar o segundo modelo energético. A Lei 10.848/04 é considerada como o marco divisório entre os dois modelos, organizou o mercado de energia elétrica em dois ambientes de comercialização, criou a CCEE e o CMSE, aprimorou a contabilização, a liquidação financeira e organizou o mercado de curto prazo, modificou as competências dos órgãos e entidades estatais para a obtenção de licenças ambientais e declaração de disponibilidade hídrica. Inseriu o conceito de energia nova e energia velha para estimular novos empreendimentos de geração.

O modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro trata de uma descrição dos principais órgãos responsáveis pelo funcionamento, coordenação e planejamento do setor. Foram analisados o Conselho Nacional de Política Energética, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, o Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisa Energética, a Agência Nacional de Energia Elétrica, o Operador Nacional do Sistema, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e os ambientes de comercialização de energia elétrica: Ambiente de Comercialização Regulado; Ambiente de Comercialização Livre; Mercado de Curto Prazo (MCP). Houve maior aprofundamento na análise do MCP em virtude da necessidade de maior compreensão do mercado spot (mercado de curto prazo), da correspondente contabilização e da característica física dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), importante para a segurança e robustez do sistema.

Também foram analisados os segmentos de geração, transmissão e expansão do sistema elétrico. Não foi abordado o segmento de distribuição, pois o objeto do capítulo é apenas apresentar os conceitos gerais dos setores e entidades diretamente relacionadas com os elementos indispensáveis para a criação de uma bolsa de energia e alguns temas relativos à Modernização do Setor Elétrico.

## 2.2 PERÍODO ANTERIOR AOS MODELOS ENERGÉTICOS

A evolução do modelo energético brasileiro, ao ser analisada em retrospectiva, permite identificar um momento de clivagem que alterou toda a estrutura do setor. Desde a fase de interesse

local de iluminação pública de praças até as novas tecnologias disruptivas, a Constituição de 1988 foi um fator determinante para a remodelação de todo o sistema.

Geração distribuída, prosumidor, fontes renováveis, criptomoedas com lastro em energia elétrica, empoderamento do consumidor, preservação do meio ambiente através de tratados internacionais multilaterais, são frutos do desenvolvimento social, tecnológico e regulatório dos cem anos de evolução do setor elétrico<sup>2</sup>.

Diversos foram os marcos regulatórios implementados para fazer frente às necessidades circunstanciais que cada momento exigiu. A Constituição de 1988 ocupa uma posição importante no atual modelo energético como fonte normativa.

O artigo 174 da Constituição definiu uma nova postura do Estado em relação às atividades econômicas: com um papel gerenciador, passou a exercer funções de fiscalização, incentivo e planejamento nas relações do setor privado.

Referida mudança pode ser observada no regime jurídico da energia elétrica que, conforme uma análise através do tempo, deixou de ser apenas um serviço público e passou a ser considerada ao mesmo tempo um serviço público e uma commodity negociável em mercado.

Na evolução temporal didaticamente apresentada por DAVID<sup>3</sup>, há três fases distintas no tratamento da geração de energia: a) fase de interesse local, municipal, de atuação privada (até a década de 30); b) a fase da federalização e da estatização, de interesse nacional e de iniciativas estatais (décadas de 30 à 90); c) a fase mista ou concorrencial regulada, com atuação estatal e privada (a partir da década de 90).

A fase de interesse local coincide com o período da primeira República fortemente influenciada pelas oligarquias agrícolas. A energia elétrica em um primeiro momento era apenas uma atividade acessória para implementar os bondes elétricos que cobriam alguns trechos de grandes cidades como o Rio de Janeiro e São Paulo ou da iniciativa de algum empresário industrial com o propósito de automatizar sua própria linha de produção. Um fato que transformou o setor elétrico foi o ingresso de companhias estrangeiras como a canadense Light e a American Foreign Power Company, que passou a se denominar Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, essas

---

<sup>2</sup> Tais informações foram retiradas do relatório do Grupo de Modernização do Setor Elétrico que será abordado durante o desenvolvimento do trabalho.

<sup>3</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi: **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** / S.M.G.R. David. – ed. rev. – São Paulo, 2013. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas. p. 20.

empresas incorporaram usinas e as concessões existentes à época e trouxeram consigo o *know how* para implementar sua atividade no contexto local. A energia elétrica, tida como uma atividade meio para realizar atividades principais como o transporte coletivo da empresa Light, passou a ter uma relevância maior à medida que a indústria brasileira começou a florescer. Conjuntamente com a oportunidade da iluminação pública novas possibilidades de negócio começaram a ser vislumbradas por essas empresas a fim de otimizar o período ocioso da energia elétrica em horários que os bondes elétricos não eram utilizados<sup>4</sup>.

Até o final da década de 20 houve um aprimoramento no setor elétrico local que começa a se expandir a partir dos grandes centros urbanos, houve a regulamentação do sistema de outorgas a concessionários através do Decreto 5.646/05 e Decreto 16.844/25, foi criada a Inspetoria Geral de Iluminação pela Lei 2.356/10, regulamentada pelo Decreto 12.020/16, permitindo o ingresso de novos participantes no serviço público de iluminação.

A fase da federalização e estatização inicia-se com a ascensão de Getúlio Vargas à presidência através de um golpe militar. Nesse período foram tomadas decisões que até hoje desempenham papel importante no planejamento do setor elétrico.

A conjuntura local do setor elétrico gradualmente foi dando lugar à centralização por parte do governo federal que através da Constituição de 1934 destinou à União a competência para legislar sobre energia hidrelétrica e autorizar ou conceder o aproveitamento da energia hidráulica<sup>5</sup>. O marco legal que regulamentou do setor elétrico foi o Código de Águas, Decreto-Lei n. 24.643/34, que centralizou as outorgas das concessões na Presidência da República. Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAE) que tinha como atribuições: examinar a utilização racional da energia hidráulica e dos recursos hidráulicos do país; examinar as questões relativas à exploração e utilização da energia elétrica no país; organizar os planos de interligação de usinas elétricas; propor medidas para intensificação do uso da energia elétrica; resolver litígios entre a administração, concessionários e consumidores de serviço de eletricidade<sup>6</sup>. É possível constatar pelas atribuições do CNAE que havia enfoque muito maior sobre atividades concernentes à energia elétrica do que aos recursos hídricos propriamente ditos.

---

<sup>4</sup> SANCHES, Ugeda Antonio Ugeda: Curso de direito de energia: da história, tomo I. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2011, p. 70/107.

<sup>5</sup> Art. 5º, inc. XIX, alínea j e art. 119.

<sup>6</sup> Decreto -Lei 1.285/39, art. 16.

Viabilizada pelo período de federalização e uniformização regulatória a partir de 1946, com nova Constituição, uma série de medidas foram adotadas para promover a expansão do sistema elétrico brasileiro e o surgimento dos sistemas interligados através da conexão de sistemas isolados estaduais<sup>7</sup>. Muitas dessas medidas foram infrutíferas, pois exigia muito investimento e era necessário organizar as ações de forma planejada e centralizada.

A criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A– ELETROBRÁS – pela Lei n. 3.890-A/61, permitiu que uma entidade desempenhasse a função de planejamento, coordenação técnica, financeira e administrativa do setor elétrico e a administração dos fundos e carteira de aplicações junto às concessionárias, substituindo o BNDES<sup>8</sup>. A ELETROBRÁS tornou-se um conglomerado de empresas envolvendo todos os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia, consolidando a expansão do setor elétrico brasileiro, centralizando o planejamento e financiamento. Considerado um modelo muito bem sucedido nos anos seguintes à sua criação<sup>9</sup>.

Ao final da década de 80, a ELETROBRÁS tornou-se tão relevante que estava subordinada apenas ao Ministério de Minas e Energia (MME), sendo responsável pelo Grupo de Controle de Operações Interligadas (GCOI)<sup>10</sup>, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)<sup>11</sup>, Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul<sup>12</sup> e companhias estaduais.

Passou a atuar como segmento empresarial de nacionalização e estatização do setor elétrico com as seguintes atribuições<sup>13</sup>: (i) holding das concessionárias federais de serviço público de energia elétrica; (ii) planejadora da expansão do sistema, especialmente transmissão; (iii) responsável pela construção e operação de parques de geração; (iv) administradora dos recursos financeiros destinados às obras de expansão da base produtiva do setor<sup>14</sup>.

<sup>7</sup> SANCHES, Ugeda Antonio Ugeda, *op. cit.*, p. 181/199.

<sup>8</sup> MERCEDES, Sonia Seger Pereira: **Análise comparativa dos serviços públicos de eletricidade e saneamento básico no Brasil: ajustes liberais e desenvolvimento**. – São Paulo, 2002. Tese (doutorado) – Universidade de São Paulo, Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia. p. 145.

<sup>9</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno: **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**, 2ª ed. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015, p. 5.

<sup>10</sup> Posteriormente substituída pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

<sup>11</sup> Substituído pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_afLoop=832901639771020&\\_adf.ctrl-state=6v6fdu8dq\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D832901639771020%26\\_adf.ctrl-state%3D6v6fdu8dq\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afLoop=832901639771020&_adf.ctrl-state=6v6fdu8dq_1#!%40%40%3F_afLoop%3D832901639771020%26_adf.ctrl-state%3D6v6fdu8dq_5) acesso 5 jul. 2020.

<sup>12</sup> A Lei 5.899/73 agrupou 4 supridoras regionais que futuramente desenhariam os atuais quatro subsistemas do SEB.

<sup>13</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 214.

<sup>14</sup> Papel ocupado anteriormente pelo BNDE.

Concomitante à criação da ELETROBRÁS, na década de 60 foi implementado o Plano Nacional de Eletrificação, um arrojado e ambicioso projeto para promover a criação de um sistema interligado, conhecido posteriormente como Sistema Interligado Nacional (SIN).

A interligação de todos os subsetores exigiu a concentração do controle da geração de energia elétrica em um órgão centralizado, à época o GCOI que era um departamento da ELETROBRÁS, para controlar a carga inserida no sistema considerando a totalidade do consumo.

Naquele período também foram discutidos os riscos da dependência exclusiva da energia hídrica. O planejamento de um sistema hidrotérmico era necessário, pois a utilização de usinas hídricas complementadas por energia térmica poderiam mitigar os riscos de dependência de uma única fonte de energia.

Esse sistema hidrotérmico tinha como base de precificação o custo marginal de produção de energia, em que se considera o custo de geração de 1 MW/h pela média de todas as usinas existentes no sistema interligado, com o intuito de que cada usina minimize seus custos de operação.

A partir desse momento o Setor Elétrico Brasileiro adotou um modelo distinto dos demais países<sup>15</sup>. A precificação do valor da energia elétrica passou a ser estipulado a partir de critérios governamentais e não de oferta e procura, ou seja, o preço da energia não era determinado pelas regras de mercado e sim por parâmetros determinados por órgãos estatais. A utilização do critério de custo marginal de operação (CMO) definiu que o preço da energia elétrica seria baseado na média de custo operacional da sua produção. Assim, sendo que a programação de operação nesses sistemas é basicamente probabilístico, em virtude da impossibilidade de previsão exata das aflúncias hídricas para manutenção dos reservatórios e da imprevisibilidade do preço dos combustíveis fósseis<sup>16</sup>, foi adotado um sistema computacional que considera inúmeros cenários de custo de produção de energia elétrica.

---

<sup>15</sup> Trata do modelo de despacho centralizado em que o Estado possui ingerência sobre o acionamento e desligamento de usinas para gerir o suprimento de energia elétrica. Em geral nos outros países são adotados os modelos americano ou europeu cujo despacho ocorre por oferta, em que as usinas oferecem determinada quantidade de energia por um preço específico, sendo despachadas as de menor preço. Esse assunto será abordado com maior profundidade no item 2.5.

<sup>16</sup> GORESTIN, Boris Garbati: **Otimização estocástica de sistemas hidrotérmicos incluindo rede de transmissão**. – Rio de Janeiro, 1991, Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Engenharia de Sistemas e Computação, 199 p. 2.

Desde a implantação das primeiras usinas hidrelétricas já existia a preocupação da manutenção dos recursos hídricos<sup>17</sup>. O primeiro critério adotado para controlar o escoamento de água foi o determinístico, que tinha como referência o resultado em um cenário esperado para o CMO e a partir da definição do resultado, as operações das usinas eram controladas realizando uma estratégia engenharia reversa<sup>18</sup> analisando a trajetória das afluições dos rios considerando vários cenários<sup>19</sup>.

O critério probabilístico substituiu o critério determinístico<sup>20</sup>, sendo que ambos foram utilizados para calcular o custo marginal da energia<sup>21</sup>, adotando um modelo que passou a utilizar como referência o índice pluviométrico que alimenta os rios. O critério probabilístico tornou mais precisa a decisão de operacionalização das usinas hídricas aproximando-a da realidade pluviométrica e os impactos dos períodos de estiagem sendo utilizada até a presente data.

A expansão do setor elétrico é uma recorrente preocupação dos governos. A energia progressivamente entrou nos lares, nas indústrias e nos comércios tornando-se indispensável para a organização social e econômica. Era necessário construir instrumentos para viabilizar os respectivos investimentos no setor.

A Lei 5.655/71 criou a Reserva Global de Reversão (RGR), que estabelece as condições de remuneração legal relativa ao investimento das concessionárias de serviço público de energia elétrica, trata de um encargo setorial destinado a remunerar os investimentos realizados pelas concessionárias nos casos de encampação e reversão, também tem por objetivo a expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

Em 1973 foi promulgado o Decreto 72.707, regulamentando o tratado da Itaipu, que seria a maior usina hidrelétrica do mundo até 2012 quando foi construída a usina de Três Gargantas na China. Sua construção estimulou a ampliação da rede de transmissão na região sul e sudeste. A Lei 5.899/73, que trata da construção do empreendimento, operação da usina e a integração

---

<sup>17</sup> Vide Decreto n. 5.407/1904 que limitava a construção de usinas à montante e à jusante no curso dos rios.

<sup>18</sup> Trata de um modelo de planejamento que parte do resultado para o início, ou seja definido o resultado que se almeja atingir faz-se um caminho contrário até o início do projeto para identificar quais as decisões necessárias para atingir o resultado.

<sup>19</sup> KLINGERMAN, Alberto Sergio: **Um sistema de apoio à decisão para o planejamento da operação energética /** Alberto Klingerman. – Niterói, RJ, 2009, Tese (doutorado) – Universidade Federal Fluminense, 2009, p 15.

<sup>20</sup> MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana de Ysasa: **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro.** Revista USP, São Paulo, n. 104, p. 13-36, Janeiro/Fevereiro/Março, 2015, p. 21.

<sup>21</sup> Além de estabelecer critério para acionar usinas hídricas ou térmicas.

interestadual dos sistemas elétricos, reforçou o papel da ELETROBRÁS como protagonista no plano da expansão do sistema elétrico e atribuiu-lhe competência para atuar como agente comercializador da energia oriunda da usina de Itaipu.

O primeiro Plano Nacional de Energia Elétrica foi elaborado em 1977. Conhecido como “Plano 92”, teve por objetivo estabelecer diretrizes de ordem econômica e técnica para a Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS, responsável pelo planejamento do setor elétrico brasileiro, sendo considerado o primeiro projeto que avaliou a integração dos subsistemas.

Esses estudos contribuíram para a elaboração do “Plano 95”, em 1979, que foi considerado o primeiro plano de expansão nacional do sistema elétrico, cujo prazo de implementação foi de 15 anos<sup>22</sup>. O planejamento decenal tornou-se uma política de boas práticas até hoje adotada que, além de contribuir com o planejamento do setor elétrico, é um recurso que viabiliza a transparência das decisões institucionais em relação aos operadores do mercado.

A expansão do setor elétrico foi financiada por recursos do Imposto Único, empréstimo compulsório e da receita garantida, a qual foi bem sucedida até o final da década de 70, quando o Estado passou a utilizar tarifas de energia elétrica como política pública para viabilizar a política monetária. Essa medida extinguiu o Imposto Único e tentou conter a inflação diminuindo o valor das tarifas de energia elétrica para diminuir o custo da cadeia produtiva.

Com a interrupção do fluxo de investimento no setor, houve o sucateamento do parque industrial elétrico e a falta de expansão em novas usinas geradoras e linhas de transmissão, o que resultou em uma grande crise no setor elétrico na década de 80, impulsionada pela crise econômica e fiscal<sup>23</sup> que seria resolvida apenas na década de 90.

Concomitante a esse cenário, surgiu um movimento internacional que sugeria a reforma do papel estatal e a privatização de segmentos ocupados pelos governos, visando aprimoramento na organização, planejamento, eficiência e desenvolvimento setorial<sup>24</sup>.

O colapso econômico brasileiro contribuiu com o processo de redemocratização vivido ao final dos anos 80, sendo promulgada a Constituição de 1988 com conceitos liberalizantes e sociais.

Os princípios gerais da atividade econômica, compostos pelos artigos 170 ao 181 da Constituição, estabelecem claras definições sobre o novo papel do Estado, preparando o ambiente

---

<sup>22</sup> MERCEDES, Sonia Serger, *op. cit.* p. 22.

<sup>23</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 5.

<sup>24</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi, *op. cit.* p. 21.

para as privatizações que ocorreram na década seguinte. Essa nova ordem econômica tinha por objetivo três princípios básicos: (i) desestatização; (ii) desverticalização; (iii) efficientização<sup>25</sup>.

Um grande sinal da mudança da atuação do Estado nas atividades econômicas está expresso no art. 174, da Constituição, que estabelece que o Estado será um agente normativo e regulador da atividade econômica, desempenhando funções de fiscalização, incentivo e planejamento.

Um indicativo da subsidiariedade e autocontenção é o artigo 173, que condiciona a atuação estatal na exploração direta de atividade econômica, podendo ser exercida apenas quando houver imperativo de segurança nacional ou relevante interesse coletivo. Apesar do alto grau de abstração e de tratarem de conceitos jurídicos indeterminados como imperativo de segurança e relevante interesse coletivo, a Constituição estabeleceu que o legislador infraconstitucional autorizaria as situações específicas de atuação direta em atividades econômicas. Essa foi uma mudança radical em relação ao modelo desenvolvimentista na retirada da discricionariedade do Poder Executivo sobre a atuação direta em atividades econômicas.

Outro dispositivo constitucional que impactou profundamente na atuação da Administração Pública foi a possibilidade de transferência da execução de atividades consideradas serviço público a particulares, mediante contratos de concessão ou permissão. O artigo 175, estabeleceu também três orientações basilares para a outorga do serviço: os direitos dos usuários, a política tarifária e a obrigatoriedade do serviço adequado.

A essência de todas essas medidas era diminuir o tamanho do Estado através de concessões e privatização de ativos para, num segundo momento, dividir as empresas em segmentos de atuação intrasetoriais, com o a finalidade de trazer clareza de propósito aos acionistas em relação ao retorno financeiro.

Impulsionada pelas modificações do cenário político e econômico, ocorreu a reorganização do Setor Elétrico, dividindo-o nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, acompanhada da reestruturação<sup>26</sup> e privatização de entidades estatais, que outrora desempenhavam todo o processo da cadeia produtiva de energia elétrica<sup>27</sup>.

Essas diretrizes reverberaram nos futuros modelos energéticos adotados pelo sistema brasileiro tais como: a universalização do serviço implementada através de políticas públicas e teve

---

<sup>25</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 272.

<sup>26</sup> Através de cisões, fusões e incorporações de empresas.

<sup>27</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 273/274.



o seu conceito expandido pela Lei 10.438/2002; a elaboração de um marco legal para a política tarifária do setor de energia elétrica, introduzida pela Lei 8.631/93; a busca pela segurança e robustez do sistema elétrico que, de forma permanente, interfere nas decisões regulatórias do setor e nas relações jurídicas do mercado de energia.

Inaugurou-se assim um modelo de administração gerencial em que caberá à iniciativa privada operar as atividades comerciais e ao Estado viabilizar um ambiente de livre mercado, interferindo nessas atividades apenas de forma indireta. Tal modelo modificou de forma indelével as estruturas tornando o Setor Elétrico Brasileiro um sistema dinâmico com grande adaptabilidade às necessidades de segurança e confiabilidade da rede, sobretudo com o surgimento da ANEEL, que conferiu ainda mais versatilidade às operações setoriais. Contudo, haveriam de ocorrer duas grandes reformas até o atual design setorial denominados de primeiro modelo energético e segundo modelo energético.

### 2.3 PRIMEIRO MODELO ENERGÉTICO (1995 A 2003)

Na década de 90 ocorreram grandes mudanças na infraestrutura brasileira, um outro olhar sobre o papel do Estado e algumas lições para a década seguinte, desmistificando a doutrina liberalizante em relação à eficiência, modicidade tarifária e desenvolvimento social<sup>28</sup>.

O modelo de monopólio estatal, com raízes na década de 30, prevaleceu até o início da década de 90, em virtude da profunda crise econômica e a falta de recursos para fazer frente aos investimentos necessários para a manutenção da infraestrutura brasileira<sup>29</sup>. Diante dessas dificuldades, houve um pensamento dominante sobre a necessidade de limitação da atuação estatal, com o objetivo de reduzir o poder de mercado do Estado e viabilizar a concorrência no setor elétrico<sup>30</sup>. Pela experiência desenvolvimentista vivenciada entre as décadas de 30 à 90, o Estado era o principal prestador de serviços e fornecedor das atividades privadas. Tal atuação exercia o

---

<sup>28</sup> LEME, Alessandro André: **Globalização e reformas liberalizantes: contradições na reestruturação setor elétrico brasileiro nos anos 90**. Revista de Sociologia Política, Curitiba, 25, p. 165-175-, jun. 2006.

<sup>29</sup> É importante lembrar que até o final da década de 70, a manutenção e expansão do sistema elétrico brasileiro foi bem sucedida, mas quando Estado optou por utilizar as tarifas de energia elétrica como política pública de contenção de inflação, extinguindo o Imposto Único adotando medidas artificiais para diminuir o preço da energia, o fluxo de receita do setor se esgotou, resultando no colapso do sistema vivenciado ao final dos anos 80 e início dos anos 90.

<sup>30</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 6.

papel predominante na vida privada e o Estado tornara-se um empregador universal, sendo responsável pela atividade e sustento de muitos servidores públicos<sup>31</sup>.

Mas para que essa onda privatizante pudesse ser posta em prática, muitas reformas estruturais e normativas foram necessárias.

A promulgação da Lei 8.031/90, que criou o Programa Nacional de Desestatização (PND), com o objetivo de reordenar as atividades do Estado na economia, autorizando a privatização de empresas públicas à iniciativa privada, visando a redução da dívida pública, a modernização do parque industrial do País e ampliando a competitividade<sup>32</sup>, foi o primeiro movimento para preparar a estrutura estatal ao ingresso de investimento privado.

No contexto do PND o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado de 01/90 à 01/91 foi de 12.312,64%<sup>33</sup>, ou seja, o Brasil era um país muito arriscado para se investir, pois a inflação inviabilizava qualquer planejamento financeiro e a elaboração de um balanço contábil fidedigno para se apurar lucro ou não.

As empresas estatais do setor elétrico tinham problemas sérios com a superinflação pois não conseguiam recompor os preços da tarifa à mesma velocidade da inflação, resultando em uma grave ineficiência econômica e impactos diretos no investimento de novos empreendimentos e na manutenção dos equipamentos existentes. A mudança na estrutura da tarifa de energia elétrica, com a edição da Lei 8.631/93, contribuiu para o fluxo de caixa das empresas do setor, eliminando subsídios aplicados às tarifas elétricas industriais e aumentando o percentual da tarifa de distribuição adotado por décadas de políticas públicas clientelistas<sup>34</sup>.

A Lei da Tarifa de Energia Elétrica, conhecida como Lei Eliseu de Resende, estancou a escala hiperinflacionária na tarifa de energia elétrica, criou condições para reverter a insolvência setorial e possibilitou a reestruturação das empresas. O ajuste tarifário valorizou as empresas do setor que passaram a ter liquidez no mercado mesmo em uma conjuntura inflacionária e de crise, viabilizando um ambiente favorável à sua privatização<sup>35</sup>.

---

<sup>31</sup> PEREIRA, Luiz Carlos Bresser: **A reforma do estado dos anos 90: lógica e mecanismos de controle**. Brasília: Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, 1997.

<sup>32</sup> É certo que se buscou a privatização desde 1979 com o Plano Nacional de Desburocratização, através do Decreto n. 83.740/79, portanto não se tratava de uma nova política pública.

<sup>33</sup> Disponível em <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php> acesso 06 jul. 2020.

<sup>34</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 280.

<sup>35</sup> *Ibid.*, p. 280/282.

Em 1993 também foi aprovada a Lei 8.666/93, em substituição ao Decreto-Lei 2.300/86, que modernizou o procedimento licitatório, tornando-se um importante instrumento para as futuras outorgas do serviço público.

Em 1995 foram aprovadas quatro importantes leis que contribuíram para a organização do serviço público e a consequente privatização: Lei 8.987/95; Lei 9.068/95; 9.074/95; EC n. 6/95.

Em fevereiro daquele ano foi editada a Lei 8.987/95 que regulamentou o artigo 175 da Constituição disciplinando a concessão de serviços públicos. A Lei Geral de Concessões estabeleceu parâmetros para a prestação do serviço adequado, a política tarifária, direitos dos usuários, os pressupostos do procedimento licitatório, os elementos essenciais do contrato de concessão e definiu as competências do Poder Concedente e da concessionária. Este é o marco legal das privatizações dos diversos serviços públicos outrora prestados diretamente pelo Estado.

Outra medida implementada pelo governo, fundamental para a atratividade das concessões brasileiras aos investidores estrangeiros, foi o Plano Real. Instituído em 1994, convertido em Lei em Junho de 1995 pela Lei 9.069. O Plano Real, dentre as várias modificações estruturais, afastou a hiperinflação que causava grande insegurança em relação ao fluxo de caixa nas empresas estatais<sup>36</sup>. A estabilidade monetária também contribuiu para aumentar o interesse de investidores estrangeiros a participar das futuras licitações de concessão.

No setor elétrico, no mês de julho foi editada a Lei 9.074/95, que disciplinou de forma específica a outorga dos segmentos do setor elétrico estabelecendo prazos, segmentos, sub-regiões de atuação e reestruturação dos serviços públicos concedidos permitindo as cisões, fusões, incorporações e transformações societárias. Uma das principais medidas introduzidas pela Lei de Concessões do Setor Elétrico foi a prorrogação, em até 35 anos, dos contratos de concessão das empresas estatais que já prestavam o serviço público agregando maior valor aos ativos das empresas que futuramente seriam privatizadas<sup>37</sup>. Outra modificação relevante com o objetivo de preparar o parque industrial elétrico para as privatizações foi segmentar o setor elétrico em geração, transmissão, distribuição e comercialização, facilitando a análise do retorno esperado sobre o investimento e dos ativos tangíveis com base na operação. BLANCHET faz uma crítica à forma em que a desverticalização ocorrera, uma vez que haveria penalizado empresas eficientes.

---

<sup>36</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 279.

<sup>37</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 6.

Em agosto de 1995, foi promulgada a emenda constitucional n. 6, que alterou o parágrafo primeiro do artigo 176, da Constituição. O referido dispositivo proibia a exploração ou aproveitamento de potenciais de energia hidráulica por empresas estrangeiras, passando a permiti-las desde que constituídas com sede e administração no Brasil.

O ano de 1995 foi bastante profícuo na produção de normas que transmitissem a segurança necessária ao investidor estrangeiro e viabilizasse a consequente onda de privatizações em diversos setores. Essa reestruturação do setor elétrico, organizando-o em subsetores, permitiu a cisão e outras alterações societárias, modificações tarifárias para assegurar um balanço positivo às empresas estatais, a permissão de ingresso de capital estrangeiro na aquisição de empresas públicas, e a própria prorrogação dos contratos de concessão, tiveram por diretriz o aumento da participação privada que, segundo TOLMASQUIM<sup>38</sup>, tiveram três objetivos: equacionar o déficit fiscal do tesouro por meio de venda de ativos<sup>39</sup>; restaurar o fluxo de investimentos para um programa de investimentos; aumentar a eficiência das empresas de energia através da gestão privada.

O processo de privatização não se restringiu às empresas vinculadas à União, foi criado o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE) voltado às distribuidoras de energia elétrica de competência estadual. Esse programa tinha como objetivo principal recompor as finanças estaduais, recebendo adiantamento das receitas a serem obtidas nos leilões de recursos do BNDES após a aprovação do plano de privatização pelas correspondentes Assembleias Legislativas<sup>40</sup>.

Esse bloco de leis modificou profundamente o Setor Elétrico Brasileiro onde prevaleciam empresas integradas atuando em regime de monopólio. Implementou-se a sub-setorização, organizando o modelo em geração, transmissão, distribuição e comercialização como atividades independentes sem a possibilidade de participação cruzada<sup>41</sup>. Esse novo modelo conferiu ao fornecimento de energia elétrica intrínseca regulação de segmentos complementares, de certo modo, recrudescendo o controle sobre algumas atividades exercidas por empresas privadas, cujos reflexos mantêm-se presentes. Essas reformas também permitiram a criação de um mercado livre em convívio com o mercado cativo, em que progressivamente aumentaria a participação de

---

<sup>38</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.*, p. 6.

<sup>39</sup> No caso empresas públicas que prestam serviços passíveis de rentabilidade.

<sup>40</sup> TOMASQUIM, Maurício Tiommo, *op. cit.* p. 8.

<sup>41</sup> Trata da proibição de fornecimento de energia ou transmissão para um mesmo grupo econômico com o objetivo de evitar práticas anticompetitivas.

consumidores no mercado livre. Em relação ao preço do serviço, a tarifa de energia elétrica, que outrora fora composta por apenas dois critérios de custo e remuneração garantida, passou a ter uma tarifa regulada para consumidores cativos e preços competitivos e desregulamentados para consumidores livres<sup>42</sup>.

Através da segregação dos subsetores de geração, transmissão e distribuição, pretendeu-se implementar a desverticalização do setor elétrico, separando os interesses da cadeia produtiva em diferentes ativos e individualizando custos, com o objetivo de tornar claros os riscos e a remuneração do capital investido<sup>43</sup>.

O acesso ao serviço público de energia elétrica trata do uso das instalações de infraestrutura que segundo BLANCHET<sup>44</sup> pode ser referenciada como “logística”, uma vez que envolve a produção de energia elétrica, transporte, distribuição e a manutenção de todo o parque energético brasileiro.

O processo de desestatização do setor elétrico foi uma operação complexa, pois além de depender de intrincado acordo político, a maioria das empresas estatais possuía quotas sob domínio federal e estadual<sup>45</sup>.

Sobre as privatizações do setor elétrico, ao contrário da venda de outras empresas públicas, o resultado a princípio não foi integralmente revertido ao Tesouro, sendo distribuído dividendos entre seus acionistas. Em virtude da herança desenvolvimentista das décadas anteriores, a Eletrobrás concentrou a expansão do sistema elétrico brasileiro, tendo constituído várias empresas subsidiárias e participado de muitas outras empresas estaduais. Sendo uma sociedade anônima cujo maior acionista é o Tesouro, o resultado das vendas foram revertidas para a Eletrobrás<sup>46</sup> tendo como beneficiários diretos seus acionistas.

Após a edição da Lei 9.074/95, que prorrogou as concessões então vigentes pelo prazo de até 35 anos, o governo brasileiro deu início às privatizações do setor elétrico.

---

<sup>42</sup> MERCEDES, Sonia Serger, *op. cit.* p. 24.

<sup>43</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 296.

<sup>44</sup> BLANCHET, Luiz Alberto. A energia, custos e sustentabilidade no Brasil e na Europa. In BLANCHET, Luiz Alberto; HACHEM, Daniel Wunder; SANTANO, Ana Claudia (Coord.). **Estado, direito e políticas públicas – Homenagem ao professor Romeu Felipe Bacellar Filho: Anais do Seminário de Integração do Programa de Pós-Graduação em Direito da Pontifícia Universidade Católica do Paraná**. Curitiba: Ithala, 2014, 568 p. ISBN 978-85-61868-77-2. p.478.

<sup>45</sup> DE MELLO, Marina Figueira. **Os impasses da privatização do setor elétrico**. Texto para discussão, n. 365, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO), Departamento de Economia, Rio de Janeiro, 1996, p. 7. Disponível em <http://www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/td365.pdf> acesso em 07 jan. 2020.

<sup>46</sup> DE MELLO, Marina Figueira, *op. cit.*, p. 8.

A primeira empresa pública a ser vendida foi a Escelsa. A Excelsa era uma sociedade de economia mista sob controle federal e estadual, sendo que parte das cotas pertencia à ELETROBRÁS e outra ao governo do Espírito Santo. Atuava nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em uma área correspondente à 90% do estado.<sup>47</sup>

Apesar da bem sucedida a desestatização da primeira empresa pública, o setor ainda necessitava de mais ajustes em relação ao Estado, pois naquele momento o setor elétrico ainda era regulamentado pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, que carecia de instrumentos próprios para fazer frente aos novos desafios que a tarefa exigia. Ademais, o órgão não tinha como atribuição apenas coordenar e fiscalizar assuntos correlatos à energia elétrica, mas também os recursos hídricos.

Em 1995 foi criado o Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado (MARE), que elaborou o Plano Diretor da Reforma do Aparelho do Estado (PDRAE)<sup>48</sup>, estabelecendo as diretrizes para as privatizações e recomendando a criação de uma entidade vinculada administrativamente ao Estado, mas politicamente independente, com o exótico<sup>49</sup> nome de agência reguladora, cujo primeiro objetivo seria definir a composição do preço das tarifas nos setores que seriam privatizados<sup>50</sup>.

Seguindo a recomendação do PDRAE, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Lei 9.427/96, cuja competência é regular e fiscalizar os subsetores do sistema elétrico: produção, transmissão, distribuição e comercialização. A ANEEL sofreu diversas alterações desde a sua promulgação, absorvendo papéis importantes em sua atividade administrativa como a implementação de políticas públicas, controle das fusões e incorporações que resultem em concentração econômica, além das relacionadas ao mercado de energia elétrica como o poder de polícia sobre as empresas concessionárias, promoção de licitações, regulamentação da tarifa de energia e supressão de conflitos entre os agentes<sup>51</sup>. Interessante ponderar que, na sua criação, entendia-se que as agências reguladoras deveriam apenas atender aos interesses técnicos de um mercado competitivo prezando pela autonomia da entidade e não pela

---

<sup>47</sup> DE MELLO, Marina Figueira, *op. cit.*, p. 32.

<sup>48</sup> Disponível em <http://www.bresserpereira.org.br/documents/mare/planodiretor/planodiretor.pdf> acesso em 07 jan. 2020.

<sup>49</sup> Aqui se usa esse termo por se tratar da importação de um instituto jurídico estrangeiro.

<sup>50</sup> PEREIRA, Luiz Carlos Bresser, *op. cit.*, p. 43.

<sup>51</sup> *Ibid.*, p. 43.

implementação de políticas públicas de governamentais. Ao fim, a ANEEL transcendeu à sua função inicial, tornando-se um importante agente planejador e gestor do setor elétrico.

Com o regime jurídico de autarquia especial, vinculada ao MME, a ANEEL passou a desempenhar o papel de implementação de políticas públicas no setor energético, realização de contratos de concessão através de licitações - bem como a sua gestão e fiscalização -, promoção de um ambiente competitivo, organização da financiabilidade da expansão da geração e transmissão, e trabalho em cooperação com os demais órgãos intrasetoriais.

Com a criação da ANEEL houve a dissociação do sistema hídrico brasileiro com o energético que, somente no ano 2000, resultou na criação da Agência Nacional de Águas.

Em 1997 foi divulgado o relatório final do projeto RE-SEB, definindo o novo desenho institucional e regulatório a ser implementado com as seguintes principais recomendações<sup>52</sup>: livre comercialização da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional; estabelecimento de contratos iniciais para transição de modelos; criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE), para operacionalizar a compra e venda de energia livremente negociada; desmembramento de ativos de geração e transmissão (desverticalização), desvinculando a contratação da transmissão da compra e venda de energia; criação de um Operador Independente do Sistema (OIS) e; organização das atividades financeiras e de planejamento<sup>53</sup>.

Um dos dilemas enfrentados em relação às futuras decisões sobre a livre comercialização de energia estava relacionado à continuidade ou não do sistema de despacho central, que controla o acionamento ou desligamento de usinas geradoras de energia elétrica. Os consultores da Coopers & Lybrand<sup>54</sup> orientados pelo modelo inglês<sup>55</sup>, recomendaram o fim do despacho centralizado. Os técnicos da ELETROBRÁS, por outro lado, sustentavam que a descentralização repercutiria na diminuição da capacidade de produção hídrica, aumentando os custos de produção e os riscos de déficit, além de afetar as decisões que deveriam considerar os diversos usos da água, como irrigações e controle de enchentes, face a decisão individual de diversas geradoras de energia<sup>56</sup>. Outra recomendação da Coopers & Lybrand foi a criação de um submercado que atendesse as

---

<sup>52</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 9.

<sup>53</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 301/302.

<sup>54</sup> A Coopers & Lybrand é uma empresa de auditoria contratada pela ELETROBRÁS em 1996 para prestar consultoria ao Programa de Reestruturação do Setor de Energia Elétrica Brasileiro (RE-SEB).

<sup>55</sup> Sistema que utiliza o despacho por preço, sobre o tema ver o artigo de Jerson Kelman: <https://editorabrasilenergia.com.br/despacho-centralizado-ou-descentralizado/>

<sup>56</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.*, p. 9/10.

demandas de consumidores que pudessem adquirir energia elétrica diretamente com as geradoras, sem a necessidade de sujeitar-se ao regime tarifário imposto pelas distribuidoras, podendo ser negociado livremente entre as contrapartes<sup>57</sup>. Para viabilizar esse submercado, foi sugerida a criação de uma entidade que promovesse a organização e a livre comercialização de energia elétrica. Para tanto a Lei 9.648/98 criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica ( MAE), cuja instituição dependeria de um Acordo de Mercado a ser celebrado pelos operadores setoriais, determinando as regras comerciais, seu custeio e forma de resolução de conflitos. O Acordo de Mercado nunca ocorreu e a livre comercialização teve seu início postergado. O MAE foi constituído como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sujeita ao controle finalístico da ANEEL, que gerenciaria todas as negociações daquele mercado livre.

Além de garantir a livre concorrência, seria necessário garantir a entrega física da eletricidade, tarefa a ser realizada por um órgão independente, no caso o Operador Independente do Sistema (futura ONS), controlando o fluxo de energia elétrica no sistema de forma centralizada.

A constituição do Operador Nacional do Sistema (ONS) foi autorizada pela Lei 9.648/98, sendo criado pela ANEEL na forma de pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sendo composto por membros titulares de concessionária, permissionárias, autorizadas e consumidores de energia elétrica. Sua função é de coordenação e controle das operações de geração e transmissão. O ONS define a quantidade de energia elétrica a ser produzida por cada geradora, em tempo real, de acordo com a demanda de consumo do sistema. Adota também um modelo de realocação de energia elétrica nos subsetores regionalizados promovendo o intercâmbio da carga nos diferentes subsistemas interligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN)<sup>58</sup>.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), regulamentado pelo Decreto 2.655/98, tem o objetivo de otimizar o uso integrado dos recursos hidrelétricos entre as usinas participantes do mecanismo. É um procedimento contábil que repassa a energia elétrica excedente de sua garantia física às usinas hidrelétricas deficitárias<sup>59</sup>. O MRE definiu que as usinas hidrelétricas

---

<sup>57</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.*, p. 11.

<sup>58</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 304.

<sup>59</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/mre\\_contab?\\_afLoop=12647260381660&\\_adf.ctrl-state=kui50ea7m\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D12647260381660%26\\_adf.ctrl-state%3Dkui50ea7m\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/mre_contab?_afLoop=12647260381660&_adf.ctrl-state=kui50ea7m_1#!%40%40%3F_afLoop%3D12647260381660%26_adf.ctrl-state%3Dkui50ea7m_5) acesso em 15 ago. 2020.



submetidas ao despacho centralizado compartilhariam o risco hidrológico<sup>60</sup>. Através essa medida pretendeu-se tornar esses empreendimentos mais atrativos e financiáveis a fim de mitigar riscos hidrológicos<sup>61</sup>.

Na segunda metade da década de 90 foram realizadas diversas licitações para construção de usinas hidrelétricas, a fim de abastecer a progressiva demanda oriunda do crescimento econômico resultante da estabilidade do Plano Real. Contudo, as licitações das linhas de transmissão ocorreram em descompasso com as demais empresas dos subsetores, sendo as primeiras linhas licitadas apenas em 1999<sup>62</sup>. Tal falta de planejamento trouxe sérias consequências como, por exemplo, um dos fatores contribuintes para o apagão de 2001.

Apesar da criação de diversas entidades intrasetoriais o governo ainda carecia de melhor circulação das informações e decisões implementadas entre si. Faltava um órgão que centralizasse a comunicação entre as entidades e definisse um planejamento a ser tomado, principalmente promovesse a coordenação entre o MME, a ANEEL, o MAE e o ONS.

Apesar dos esforços empreendidos para trazer maior eficiência ao setor elétrico, competição intrasetorial e diminuição dos preços tarifários, a prática levou a resultados distintos ao que se pretendia. A escalada de preços<sup>63</sup> da tarifa de energia elétrica estava em descompasso com a inflação já controlada pelo Plano Real, sendo injustificável os altos preços pagos pela prestação do serviço público. Foi um importante aprendizado para o futuro modelo que se avizinhava.

Mesmo ocorrendo um aumento no preço da tarifa de energia elétrica, os necessários investimentos em expansão do sistema elétrico não ocorreram. A esperança do governo era que a partir da transferência do modelo de gestão de atividades públicas ao setor privado haveria maiores investimentos em infraestrutura, aumentando a capacidade de geração e transmissão de energia elétrica de forma muito mais eficaz que a promovida pelo Estado. No entanto, o ano de 2001 frustrou todas as expectativas sobre o modelo privado, ocorrendo reiterados apagões e

---

<sup>60</sup> Usinas deficitárias seriam compensadas por usinas superavitárias, realizando uma espécie de operação contábil de fluxo de caixa em que uma usina transfere créditos de energia elétrica a outra, diminuindo o risco sistêmico de conjunturas hidrológicas desfavoráveis.

<sup>61</sup> Relatório do Grupo Temático de Aprimoramento do MRE, GT modernização do Setor Elétrico, Portaria n. 187/2019 disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/MRE.pdf/8a6afd09-3dde-05af-d31f-95cfc4430785> acesso em 15 ago. 2020.

<sup>62</sup> BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. **Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro**. Consultoria legislativa, estudo agosto/2003, p. 14, disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/arquivos-pdf/pdf/310799.pdf> acesso 09 ago. 2020.

<sup>63</sup> MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana de Ysasa, *op. cit.*, p. 26.

rações de energia que perdurariam até o ano de 2002, graças à forte intervenção governamental.

O risco de desabastecimento energético foi identificado pelo Projeto RE-SEB em outubro de 1996, através do relatório “Estágio I – Plano de Emergência<sup>64</sup>”, que prognosticou uma grave crise de déficit de energia ao final dos anos 90, oriunda do excesso de demanda prevista e o adiamento dos projetos de ampliação da capacidade energética. Os principais apontamentos trazidos pelo relatório consideraram dificuldades relativas às restrições financeiras provenientes de quedas graduais do valor da tarifa ano de 1993, reduzindo o fluxo de caixa das empresas disponível para investimento e o desperdício de energia elétrica por parte dos consumidores em virtude de seu baixo custo. Outra situação apresentada foi a demora em regulamentar o artigo 175 da Constituição de 1988, sendo que somente em 1995 foram aprovadas leis que efetivamente permitissem a outorga do serviço público, sendo que as primeiras licitações estariam sendo realizadas em 1996 e a conclusão das obras poderia se estender em 2 a 3 anos. Um adicional problema identificado foi que a lei não era suficientemente clara para identificar as responsabilidades das empresas geradoras e transmissoras, resultando em impasses na execução de investimentos necessários para o atendimento da demanda crescente. As dificuldades relativas à insuficiência de recursos para investimento, cortes nos orçamentos das estatais destinados à sua ampliação e a descontinuidade de atividades administrativas do MME contribuíram para que as orientações do plano de emergência sugerido pelo RE-SEB não fossem implementadas<sup>65</sup>.

Com as privatizações e a mudança de competência para novos órgãos e entidades houve perda de pessoal técnico e da experiência regulatória necessária, o que permitiu o abuso dos novos concessionários e a contenção do fluxo de informações, que deixaram de ser públicos e tornaram-se privados. As informações técnicas repassadas ao público tinham apenas utilidade como indicativo e as decisões passaram a ser tomadas na esfera privada. Tal conjuntura permitiu o aumento das tarifas de energia elétrica e o derradeiro apagão de energia ocorrido em 2001 pela falta de investimento em novas usinas geradoras e fracasso do programa das termelétricas<sup>66</sup>.

---

<sup>64</sup> BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes, *op. cit.*, p. 14/16, disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/arquivos-pdf/pdf/310799.pdf> acesso 09 ago. 2020.

<sup>65</sup> BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes, *op. cit.*, p. 16, disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/arquivos-pdf/pdf/310799.pdf> acesso 09 ago. 2020.

<sup>66</sup> MERCEDES, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana de Ysasa, *op. cit.*, p. 26-8.

TOLMAQUIM<sup>67</sup> identifica que uma das principais causas da crise energética de 2001 foi a falta de investimentos em geração, que teriam sido impulsionados pelos seguintes fatores: os primeiros contratos das distribuidoras possuíam garantias físicas superestimadas; a ausência de coordenação entre os órgãos setoriais; ausência de regulação que estimulasse efetivamente o investimento privado; a falta de planejamento estrutural e; a restrição de investimento das empresas estatais.

Difícil identificar precisamente quais elementos foram determinantes para a crise energética de 2001, pois naquele período houve prolongada estiagem que esvaziou os reservatórios das usinas, cruciais para um modelo de base hídrica<sup>68</sup>. Não havia um sistema efetivamente integrado que permitisse o compartilhamento de excedentes de distintos subsistemas, bem como a ausência de implementação de usinas termelétricas que trariam robustez ao sistema, que seriam acionadas em períodos de estiagem evitando o risco de racionamento.

O paradoxal é que todos esses impasses foram amplamente debatidos na década de 90, sob forte discussão popular, amparado por decisões técnicas, a solução de desverticalização e entrega do parque elétrico à iniciativa privada em busca de maior eficiência, não puderam evitar todos os problemas anunciados que vieram a ocorrer em 2001.

O governo, verificando a incapacidade de coordenação do MME, criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), através da medida provisória n. 2.147/2001, que recebeu atribuições supra setoriais. Composta por três grupos de representantes de diversas áreas do governo, envolvendo 7 ministérios, dois gabinetes do planalto, BNDES, ANEEL, ANA, ANP<sup>69</sup>, ONS, ITAIPU e outros membros designados pelo Presidente da República<sup>70</sup>. Presidida pelo Chefe da Casa Civil, a GCE teria mais poder de articulação e de comando do que o próprio MME, trazendo mudanças profundas e significativas ao setor elétrico.

A mesma medida provisória criou dois programas: um tratou do plano de contingência para o enfrentamento da crise energética, denominado Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica<sup>71</sup>, com poderes para estabelecer ações de controle do consumo e assim evitar interrupção no suprimento de energia; o outro denominado Programa Estratégico Emergencial de

---

<sup>67</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 19.

<sup>68</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 319.

<sup>69</sup> A Agência Nacional do Petróleo foi criada em 1997 e é um dos setores econômicos voltados à energia como a energia elétrica e o gás.

<sup>70</sup> MP 2.147/2001, art. 3º.

<sup>71</sup> MP 2.147/2001, art. 5º.

Energia Elétrica<sup>72</sup>, que tinha por objetivo aumentar a oferta de energia através da geração por fontes renováveis e térmicas.

A partir da edição da medida provisória foi adotado um sistema de tarifas diferenciadas de acordo com a faixa de consumo de energia elétrica, variando conforme a classe de consumo. Metas de redução foram instituídas sob pena da suspensão do fornecimento de energia elétrica àqueles consumidores que não observassem a limitação e diversas atividades foram suspensas ou passaram a depender de autorização, tamanha força política e de gestão da GCE<sup>73</sup>.

Concomitantemente às medidas de contingenciamento, foi produzido um estudo denominado Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, em julho de 2001, coordenado pelo presidente da recém criada Agência Nacional de Águas, Jerson Kelman.

O relatório Kelman<sup>74</sup>, como ficou conhecido, identificou os problemas estruturais e conjunturais que levaram ao problema do racionamento de energia elétrica de 2001. Uma das situações apresentadas, e que expressa a complexidade do setor energético, é a atuação estatal a partir de três instrumentos distintos e complementares entre si: políticas públicas, planejamento e regulação. Esses três instrumentos deveriam ser implementados de forma autônoma, porém complementar, sendo que a vagueza da legislação por muitas vezes não definiu com clareza a atribuição de cada instituição nem a responsabilidade de cada um no primeiro modelo energético da década de 90<sup>75</sup>.

O relatório Kelman apontou uma série de sucessivos problemas na implementação do novo modelo energético oriundos das privatizações, com a criação de novos órgãos com poder de polícia e regulação e a conjuntura hidrológica de 2001<sup>76</sup> que, em conjunto, resultaram no desabastecimento energético.

O relatório aponta que o sistema hidrelétrico brasileiro é projetado para atender o consumo de energia mesmo nas hipóteses de vários anos consecutivos de períodos hidrológicos secos em virtude da grande extensão dos reservatórios. Somente períodos prolongados de seca excepcionais

---

<sup>72</sup> MP 2.147/2001, art. 6º.

<sup>73</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 322/324.

<sup>74</sup> Disponível em [http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf) acesso 12 out. 2020.

<sup>75</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 325.

<sup>76</sup> Longos períodos de estiagem ocorridos nos anos de 1999, 2000 e 2001, tiveram impacto direto no abastecimento de energia elétrica em um modelo baseado em fontes hídricas de energia elétrica.

poderiam resultar em problemas de suprimento, como ocorreu entre 1999 à 2001<sup>77</sup>. Porém, já havia previsão de risco de desabastecimento desde 1996, pelo relatório preliminar do projeto RE-SEB<sup>78</sup>, e em 1999 já era previsto que no ano seguinte as represas apresentariam a um nível abaixo do histórico. O relatório ressalta que apenas a hidrologia desfavorável não seria suficiente para resultar na grave crise vivenciada em 2001, mas uma série de outros fatores foram determinantes para acentuar o problema, como a falta de comunicação e a ausência de planejamento e políticas públicas unificadas.

O atraso de obras de geração e transmissão foram apontados como os principais motivos do racionamento. Para se ter parâmetros do reflexo da repercussão das novas obras no sistema, o atraso na implementação dessa energia elétrica correspondeu a 2/3 da energia que estava prevista<sup>79</sup>.

O relatório foi além, buscou as causas do atraso das obras.

Até 1998 a expansão da energia elétrica submetia-se a uma racionalidade de planejamento centralizada, sendo que a expansão deveria acompanhar o crescimento da demanda energética, realizada pelo investimento de empresas estatais, com o objetivo de manter em até 5% a probabilidade de racionamento a cada ano. A partir de 1998<sup>80</sup>, essa expansão passou a depender de contratos bilaterais entre as distribuidoras ou consumidores livres com as geradoras de energia elétrica. As diferenças entre o montante da energia produzida e a energia consumida deveriam ser compensadas no Mercado Atacadista de Energia (MAE). Assim, se um gerador produzisse montante superior ao contratado, venderia seu excedente no MAE; por outro lado, caso não produzisse o suficiente para fazer frente ao contrato, deveria comprar o montante deficitário também no MAE. A compra e venda no mercado atacadista corresponde ao atendimento de curto prazo do atual sistema. A volatilidade do preço no curto prazo oscila de acordo com o período hidrológico, sendo que se aplicam preços mais altos na hipótese de estiagem e preços mais baixos em períodos de chuvas. Característica ainda persistente no atual modelo, pois a alta volatilidade dos preços no mercado de curto prazo traz um outro tipo de problema, o de liquidez.

O novo modelo tinha como base contratos bilaterais e o MAE, trazendo mais dinamismo ao mercado elétrico e maior liberdade nas decisões sobre o suprimento de energia elétrica.

---

<sup>77</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 319.

<sup>78</sup> Grupo de monitoramento responsável pela implantação do novo modelo energético desverticalizado e privatizado.

<sup>79</sup> Disponível em [http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf) acesso 12 out. 2020.

<sup>80</sup> Lei 9.648/98.

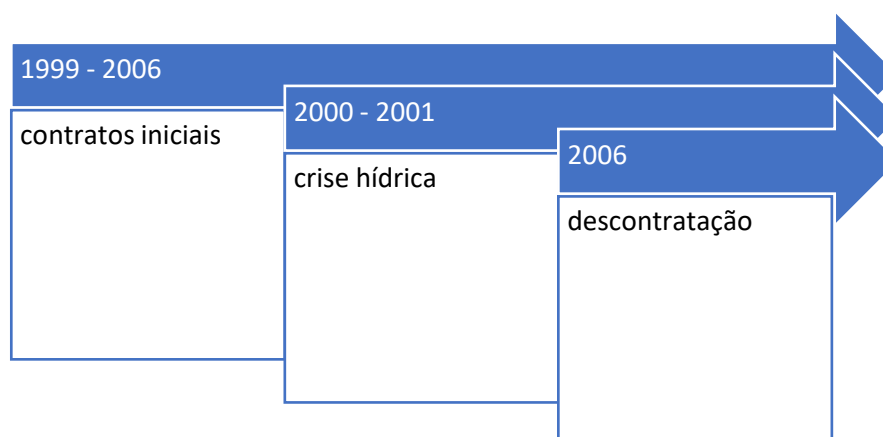
Na transição para o novo modelo (no caso o primeiro modelo de 1990 à 2003) a ampliação da capacidade de geração, ou expansão da geração, deixou de ser de responsabilidade das empresas geradoras passando para as distribuidoras, que teriam interesse em contratos de fornecimento de energia elétrica a longo prazo para atender à demanda crescente do mercado cativo.

Para evitar alavancagem<sup>81</sup> de contratos de fornecimento e ao mesmo tempo estimular a construção de nova usinas, o MME emitiria uma espécie de certificado de garantia física para as usinas, baseada na média de efetiva produção de energia e não na potência instalada.

Para que não houvesse distorções em relação aos contratos anteriormente firmados, a partir de 1999 todos os contratos de fornecimento entre geradores e distribuidoras foram substituídas pelos denominados Contratos Iniciais. Seu objetivo foi o de facilitar a venda da energia elétrica pelas geradoras, padronizando os primeiros contratos com prazos de 5 a 8 anos. A partir da sucessiva descontratação, as distribuidoras estariam livres para negociar diretamente a energia com as geradoras, tornando-se um mercado totalmente competitivo a partir de 2006.

Ao final da década de 90, como todas as distribuidoras estavam 100% contratadas até 2003, não houve estímulo para as distribuidoras promoverem novos contratos para compensar a descontratação inicial do novo modelo.

Figura 1: cronologia do prazo para descontratação.



Fonte: o autor, 2020.

O relatório então apontou uma contradição existente no planejamento da transição: se todas as distribuidoras estavam 100% contratadas com carga suficiente para atender a demanda, pelo

<sup>81</sup> Vender mais energia do que é capaz de produzir.

menos até o ano de 2003, como se explica a crise energética ocorrida em 2001 e 2002? A conclusão foi a de que os contratos foram superdimensionados e o ônus financeiro recairia sobre as geradoras de energia elétrica, que deveriam compensar as diferenças no MAE, sujeitando-se à grande volatilidade de preços do mercado de curto prazo<sup>82</sup>.

O longo período hidrológico desfavorável contribuiu com a baixa performance das usinas, indicando que a garantia física não é instrumento adequado para trazer confiabilidade ao sistema, dado que, ao emitir o certificado de garantia física, o MME não considerou o risco hidrológico, resultando em baixas performances de produtividade inesperadas. A discussão sobre a garantia física ainda perdura no ano de 2021, pois é tratado como um direito das geradoras de energia e a sua revisão tem sido objeto de ações judiciais.

Em relação às geradoras sob comando estatal, o investimento em novos empreendimentos ou expansão da geração dependia da decisão orçamentário do Ministério do Planejamento que, em virtude da cobertura decorrente do plano de transição, deixou de investir em novos projetos.

Ocorreram falhas no processo de transição para o novo modelo, pois a falsa sensação de segurança relacionada aos Contratos Iniciais, desestimulou tanto as geradoras quanto as distribuidoras em promover investimentos na expansão das contratações.

A partir do relatório Kelman foi possível identificar vários alertas emitidos por instituições distintas, as quais poderiam ter evitado os problemas de abastecimento. Desde 1999, o MME identificou o risco de déficit de oferta de energia, promovendo quatro medidas com foco em fontes térmicas. Porém, as medidas nunca saíram do papel, uma vez que houve um impasse em relação à responsabilidade do financiamento desses projetos. Nem a ELETROBRÁS, a PETROBRÁS, a ANEEL, o MME e o Ministério da Fazenda chegaram a um acordo sobre o repasse das verbas<sup>83</sup>.

Outro levantamento apontou que a ELETROBRÁS, o ONS, a ANEEL e o MME já estavam cientes desde 1999 que, em 2000 e 2001, havia risco de déficit muito elevado, sendo que tais informações não foram repassadas adequadamente ao Presidente da República.

Com a criação de novas entidades cujo o objetivo buscava trazer mais dinamismo ao setor, foi identificada a falta de comunicação entre os órgãos e a carência de um que estabelecesse diretrizes e coordenasse os trabalhos de cada entidade. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que seria o órgão de coordenação e planejamento do setor elétrico, apesar de ter sido

---

<sup>82</sup> Disponível em [http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf) acesso 12 out. 2020.

<sup>83</sup> Disponível em [http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio\\_da\\_comissao.pdf](http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf) acesso 12 out. 2020.

criado em agosto 1997<sup>84</sup>, foi regulamentado somente em julho de 2000, por meio de Decreto<sup>85</sup>. A partir da sua criação, foram realizadas poucas reuniões, demonstrando o baixo interesse do governo na discussão do planejamento da expansão energética.

O relatório Kelman foi um importante documento para apurar a gravidade da crise energética e suas origens, propondo sugestões para sanar o problema instaurado.

Identificadas as origens da crise hídrica era necessário resolvê-la. Os trabalhos da GCE foram intensos, havia grande produção de portarias e tomadas de decisão em que muitas delas restringiam direitos de consumidores e outras que determinavam ações às entidades envolvidas no setor.

No início, a GCE envidou esforços para cuidar dos programas de redução do consumo e expansão da oferta de energia elétrica, em seguida, assumiu a responsabilidade de sanar o MAE, que sofria com a contabilização da liquidação das diferenças e, finalmente, criou o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico para solucionar os problemas estruturais que impediam a efetiva transição<sup>86</sup>.

O ano de 2001 evidenciou um período crítico, em que medidas estratégicas e intrasetoriais tiveram de ser tomadas de forma rápida. Em junho daquele ano foi editada a MP 2.209, criando a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), a qual tinha por objetivo adquirir, arrendar, alienar bens e direitos, celebrar contratos, e proceder a prática de atos destinados a aumentar a capacidade de geração e oferta de energia elétrica de qualquer fonte a curto prazo, bem como superar a crise energética e viabilizar o reequilíbrio da oferta e demanda de energia elétrica.

Foi criada então, uma empresa pública com “superpoderes” para mitigar a crise. Com prazo definido de encerramento, qual seja 30/06/2006, a CBEE estava dispensada do procedimento de licitação e tinha como garantidora a União. Firmou contratos de reserva de geração, adquirindo energia sobressalente para afastar o risco de desabastecimento em situações críticas. Essa contratação seria subsidiada pelos consumidores cativos através da revisão tarifária prevista na Lei 8.987/95, art. 9º, §2º, conhecido como Seguro Apagão.

Um aspecto curioso sobre a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, apesar de ter contribuído para a coordenação intrasetorial e afastado os problemas do desabastecimento, é que a

---

<sup>84</sup> Lei 9.478/97.

<sup>85</sup> Decreto n. 3.520/00

<sup>86</sup> JABUR, Maria Angela. **Racionamento: do susto a consciência**. São Paulo: Terra das Artes Editora, 2001, p. 53.



medida provisória que a instituiu nunca foi convertida em Lei. Aliás, foram promovidas 5 reedições dessa mesma medida provisória no período de 4 meses. A cada uma foi inserido um novo dispositivo, o que resultou na seguinte ordem de edição: 15 de maio, MP 2.147; 22 de maio, MP 2.148-1; 01 de junho, MP 2.152-2; 27 de julho, MP 2.198-4; 24, de agosto MP 2.198-5.

Tal situação indica a gravidade do problema enfrentado e, na mesma proporção, o caráter arbitrário das medidas. Dentre as atribuições previstas no art. 2º<sup>87</sup>, pode-se identificar algumas excessivas como por exemplo: VII – estabelecer medidas compulsórias de redução do consumo de energia elétrica; VIII – propor a alteração de tributos e tarifas sobre bens e equipamentos que produzam ou consumam energia; IX – decidir quanto à implantação de racionamento e suspensão individual e coletiva do fornecimento de energia elétrica; XIII – impor restrições ao uso de recurso hídricos não destinados ao consumo humano e que sejam essenciais ao funcionamento de complexos hidroelétricos; propor, observado o disposto na Lei Complementar n. 101, de 4 de maio de 2000, o ajustamento dos limites de investimento do setor elétrico federal.

Assim, o Governo interferiu em diversas relações privadas, uma vez que, através da GCE, suspendeu uma série de atividades econômicas e estabeleceu limites de consumo<sup>88</sup> sob pena de suspensão do fornecimento de energia elétrica. Esses limites foram impostos através da MP n. 2.148-1, apenas sete dias após a edição da primeira medida provisória. Foram incluídas também faixas de tarifas diferenciadas para consumidores residenciais<sup>89</sup>, inexistentes até antes da sua edição. O dispositivo mais espantoso foi o artigo 25, que afastou expressamente a aplicação do Código de Defesa do Consumidor<sup>90</sup>. As medidas provisórias que a sucederam mantiveram o dispositivo, porém foram mais sutis na redação do enunciado<sup>91</sup>.

Outro dispositivo que demonstra o caráter pouco democrático da GCE, foi a atribuição do Presidente da Câmara (ocupado pelo chefe da Casa Civil) em adotar as medidas *ad referendum* em relação aos demais membros, ou seja sem necessidade de votação.

---

<sup>87</sup> MP 2.147/2001

<sup>88</sup> MP n. 2.148-1/01, art. 14, 16, 17, 18 e 19.

<sup>89</sup> MP n. 2.148-1/01, art. 15.

<sup>90</sup> MP n. 2.148/01, art. 25: Não se aplica a Lei nº 8.078, de 11 de setembro de 1990, especial os seus arts. 12, 14, 22 e 42, às situações decorrentes ou à execução do disposto nesta Medida Provisória e das normas e decisões da GCE.

<sup>91</sup> MP n. 2.152-2; MP 2.198-4; MP 2.198-5; art. 25: Às relações decorrentes desta Medida Provisória entre pessoas jurídicas ou consumidores não-residenciais e concessionárias aplicam-se as disposições do Código Civil e do Código de Processo Civil.

As medidas adotadas pela GCE foram objeto de inúmeras ações judiciais, com a obtenção de diversas liminares para suspender as restrições impostas a determinadas atividades consideradas pela câmara como não essenciais.

Talvez por coincidência, o Congresso Nacional promulgou em setembro de 2001 a Emenda Constitucional n. 32, que proibiu a reedição de medidas provisórias na mesma sessão legislativa e limitou o seu conteúdo.

Em dezembro de 2001 foi editada a medida provisória n. 14, que tratou da expansão do sistema elétrico e definiu a responsabilidade pelo financiamento desses empreendimentos aos consumidores finais do mercado cativo. Essa medida provisória foi posteriormente convertida na Lei 10.438/02, trazendo uma nova abrangência de universalização do serviço de fornecimento de energia elétrica e criou diversos encargos setoriais que seriam incorporados no valor da tarifa de energia elétrica destinados a diversos programas existentes no setor elétrico.

A Lei 10.438/2002 ainda criou um novo agente no mercado de geração, o Produtor Independente Autônomo (PIA), que trata de qualquer espécie de empresa geradora de energia que não possua vínculo algum com concessionárias de serviço público, cuja produção deve ser oriunda de fonte renovável<sup>92</sup>. Tais empresas recebem como estímulo a participação no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que subsidia a aquisição da energia renovável através da ELETROBRÁS. Em geral a ELETROBRÁS adquiria a energia do PIA utilizando recursos do PROINFA, com o objetivo de estimular a produção de energia elétrica de fontes renováveis através da livre iniciativa de seus participantes.

Apesar da aprovação da Lei de Expansão do Sistema Elétrico ter surgido na maior crise energética após a redemocratização, introduziu um marco regulatório muito importante sobre os programas e políticas públicas que se seguiram, redefinindo o conceito de universalização e, ainda, adicionando ao custo da tarifa de energia elétrica uma série de encargos setoriais que seriam arcados pelos consumidores cativos viabilizando os projetos de expansão do setor elétrico.

Ao menos quatro áreas importantes foram disciplinadas pela Lei 10.438/02: (i) dispôs sobre a CBEE e medidas sobre a crise energética; (ii) criou um programa de estímulo às fontes alternativas de energia elétrica; (iii) criou o programa de universalização do uso da energia elétrica e; (iv) criou fontes de custeio para as mudanças a serem implementadas no setor.

---

<sup>92</sup> Lei 10.438/02, art. 4º.

Em relação às medidas para conter a (i) crise energética, estabeleceu que os custos relativos às despesas de contratação de energia elétrica pela CBEE seriam rateados por todos os consumidores cativos, cujo valor incidiria sobre a tarifa de energia elétrica. Apesar da autorização legal para a livre comercialização, não haviam ainda sido realizadas operações relevantes, assim, os encargos recaíram sobre os consumidores cativos que, na prática, representavam todos os consumidores à época.

O MAE ainda não havia conseguido desempenhar a sua atribuição de promover a liquidação das operações, ficando à encargo da CBEE a aquisição de energia elétrica e contratação de capacidade das usinas termelétricas necessárias para fazer frente à diminuição da geração hídrica por conta da estiagem.

Foi autorizado à ANEEL elaborar recomposição tarifária extraordinária de até 7,9%, sem impactar o reajuste anual, tendo em vista as diversas aquisições de energia elétrica promovidas à época. Para custear a expansão a Lei previa algumas medidas drásticas, como a previsão de mais de uma recomposição no período de um ano. A recomposição tarifária deveria ser promovida pela distribuidora de energia elétrica que, por sua vez, era homologada pela ANEEL. Mas para promover o pedido de recomposição tarifária o solicitante deveria renunciar ou desistir de qualquer pedido judicial ou extrajudicial relativos ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica. Tal exigência fez com que as distribuidoras e geradoras que haviam celebrado contratos iniciais relativos à migração do modelo energético aderissem aos novos acordos como condição de homologação à recomposição tarifária.

Fator ainda mais agravante foi a determinação de aditamento *ex officio* dos contratos iniciais nos casos em que as partes não o fizessem no prazo determinado. Também afastou a limitação de reajuste ou correção monetária com periodicidade inferior a um ano<sup>93</sup>.

A GCE foi autorizada a fixar regras de financiamento de crédito público da União, mesmo para empresas sujeitas ao controle majoritário de capital estrangeiro<sup>94</sup>, prática vedada pela lei que regula a aplicação de capital estrangeiro e remessas ao exterior<sup>95</sup>. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) deveria instituir programas de apoio às

---

<sup>93</sup> Lei 10.192/01, art. 2º.

<sup>94</sup> Lei 10.438/02, art. 5º.

<sup>95</sup> Lei 4.131/62, art. 39.

concessionárias e produtores independentes e financiamentos para suprir a recuperação de recursos, a pedido da CGE.

A União foi autorizada a emitir títulos da dívida pública, garantir as operações<sup>96</sup> e sub-rogá-las em favor da CGE. A União também foi autorizada a prestar garantias, realizar operações de permuta, aquisição ou venda de créditos realizadas entre o BNDES e às empresas do setor elétrico a critério do Ministério da Fazenda.

Além das diversas medidas provisórias que conferiram plenos poderes para a CGE solucionar a crise energética, a Lei 10.438/02, conferiu ainda mais poderes para financiar a aquisição e expansão do setor elétrico pela CBEE.

Essas medidas deveriam ser implementadas a longo prazo, no sentido de instituir um programa permanente de expansão do setor elétrico e a respectiva fonte de custeio com responsabilidades bem definidas a fim de evitar outro colapso no sistema.

(ii) Para se proteger da excessiva dependência das condições hídricas, a Lei 10.438/02 criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o objetivo de aumentar a participação de geradoras de energia elétrica baseadas em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa por Produtores Independentes Autônomos<sup>97</sup>. O programa foi dividido em duas etapas.

A primeira etapa teve por objetivo implantar 3.300MW de capacidade instalada até 30 de dezembro de 2006, sendo assegurada a compra da energia elétrica produzida por 15 anos. Esses contratos seriam celebrados com a ELETROBRÁS e a contratação seria distribuída igualmente em relação às fontes definidas no programa.

A segunda etapa do programa pressupôs o atingimento da meta de 3.300MW de carga instalada, estabelecendo nova meta de atendimento de 10% do consumo anual de energia elétrica por fontes renováveis, a ser alcançado em até 20 anos. Os contratos ainda seriam celebrados com a ELETROBRÁS com prazo de 15 anos. A energia elétrica oriunda dessas fontes renováveis teria, ainda, crédito complementar subsidiado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

---

<sup>96</sup> Até o limite de R\$ 11.000.000.000,00 (onze bilhões de reais).

<sup>97</sup> Os Produtores Independentes Autônomos são empresas que não são controladas ou coligadas por concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

Ambos os programas sofreram várias alterações, estendendo os prazos anteriormente definidos. Foi um programa bem sucedido que alterou de forma permanente o sistema elétrico brasileiro.

O (iii) programa de universalização do uso da energia elétrica foi um marco no novo conceito de universalização aumentando a sua abrangência. O caput do art. 14, da Lei 10.438/02, atribuiu à ANEEL a competência em definir as metas de universalização, sendo as distribuidoras de energia elétrica responsáveis pela sua execução.

As redes de distribuição deveriam ser implementadas de forma gratuita aos consumidores, observando os prazos pré-definidos pela ANEEL, sendo que esses prazos deveriam ocorrer no período de cada revisão tarifária (a cada 4 anos).

Foi atribuída à ELETROBRÁS a constituição de consórcio ou a participação em sociedades na geração e transmissão de energia elétrica, sem poder de controle e com aporte de recursos, permitindo a atuação estatal através de uma sociedade de economia mista na expansão do sistema elétrico brasileiro. Essa participação da ELETROBRÁS foi fundamental para viabilizar empresas que desempenhassem atividades estratégicas no atendimento à universalização ou utilização de fontes renováveis.

Utilizar a ELETROBRÁS como instrumento de fomento não seria suficiente para atender as demandas dos novos empreendimentos, foi necessário criar (iv) fontes de custeio para subsidiar determinadas atividades consideradas essenciais em relação ao plano de expansão.

Assim, foi criada a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); foi prorrogada a extinção da Reserva Global de Reversão (RGR) para 2010; o prazo de vigência do custo de consumo de combustíveis nos sistemas isolados foi estendido; houve a utilização da Conta de Reserva Global (RGR) como instrumento de financiamento para a melhoria do serviço de energia elétrica e; foi prorrogado o prazo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para mais 20 anos.

A CDE é uma fonte de custeio<sup>98</sup> com o objetivo de promover o desenvolvimento energético, a competitividade das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, bem como promover a universalização do serviço de energia elétrica. Apesar da redação original do artigo 13, da Lei 10.438/02, ter sido alterada diversas vezes modificando a finalidade da CDE, que inicialmente visava subsidiar as usinas termelétricas à base de carvão

---

<sup>98</sup> Lei 10.438/02, art. 13.

mineral, expandir as instalações de canalização de gás natural, garantir a aquisição de 75% do valor do gás natural ao produtor e subsidiar a energia elétrica das fontes geradoras beneficiadas.

A incidência da CDE é aplicável no uso de bem público e das multas aplicadas pela ANEEL, a serem pagas pelas distribuidoras por quotas anuais, ou seja, o consumidor cativo mais uma vez arcaria com o custo incorporado à tarifa de energia elétrica. Essa receita seria movimentada pela ELETROBRÁS e teria duração de 25 anos.

A Lei 10.438/02 aumentou a destinação desses encargos setoriais para atender aos diversos investimentos necessários relativos à expansão do sistema, tais como: a expansão da distribuição para as áreas urbanas e rurais de baixa renda; o subsídio das instalações de produção de energia a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas; o subsídio de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos; a implementação de geradoras de potência até 5 MW para sistemas elétricos isolados; o financiamento de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica, conforme as diretrizes do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

A gestão do RGR era de responsabilidade da ELETROBRÁS, sendo transferida, posteriormente, à CCEE, que promoveu diversos financiamentos em fontes de energia renovável e na expansão do sistema elétrico.

Ainda, o artigo 8º, da Lei 10.438/02, prorrogou a extinção do encargo para o ano de 2010, sendo que na versão original seria encerrada em 2002. Posteriormente, em 2010, o encargo seria novamente prorrogado para 2035.

Também foi estendido o prazo de vigência do custo de consumo de combustíveis nos sistemas isolados para mais 20 anos<sup>99</sup>, aplicação da Reserva Global de Reversão – RGR como instrumento de financiamento para a melhoria do serviço de energia elétrica.

O aumento, a redistribuição da destinação das receitas e a criação de novos encargos setoriais, foram importantes para viabilizar os novos investimentos das décadas seguintes. Apesar de todos os problemas oriundos da privatização do setor elétrico, a experiência da crise energética de 2001 foi importante para implementar o novo modelo que viria a partir de 2003.

---

<sup>99</sup> Lei 9.648/98, art. 11, §3º.

## 2.4 SEGUNDO MODELO ENERGÉTICO, ATUAL MODELO A PARTIR DE 2003

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com apenas 3 anos de existência, tinha a atribuição de assessorar o Presidente da República na formulação de políticas e diretrizes de energia, composto por diversos ministros de estado, representante dos estados e do Distrito Federal, sociedade civil e instituições acadêmicas passou a desempenhar o papel de órgão central de comunicação intrasetorial, cuja falta foi identificada como um dos fatores que contribuiu para a crise energética.

Em julho de 2003 publicou a resolução CNPE n. 5, apontando algumas falhas do sistema e concluindo que o modelo energético vigente à época era incapaz de corrigir desequilíbrios entre oferta e demanda, bem como apresentar de forma adequada sinais de preço e de investimento. Os apontamentos não se referiam apenas à crise energética de 2001, mas também ao período de pós-acionamento, o qual teve excesso de oferta de energia em virtude do ingresso de nova geração e de hidrologia favorável. Ou seja, inobstante a CBEE ter concentrado todas as decisões para conter a crise, ainda existiam embaraços de planejamento, pois o excesso de oferta de energia impôs reflexos no preço da energia elétrica afetando todo o parque industrial energético.

Essa resolução indicou a necessidade de uma reforma no modelo do setor elétrico, estabelecendo diretrizes como: modicidade tarifária; planejamento na expansão; mitigação de riscos sistêmicos; universalização e; centralização do sistema que, posteriormente, resultariam nas medidas provisórias n. 144 e 145, ambas editadas em dezembro de 2003. A MP 144/03 foi convertida na Lei n. 10.848/04, e a MP 145/03 foi convertida na Lei 10.847/04 que, curiosamente, foram publicadas no mesmo dia 15 de março.

Essas duas leis inauguraram o novo modelo energético, criando novas entidades, atribuindo novas competências aos agentes do setor, aprimorando o planejamento e consolidando a efetiva existência de um mercado livre de energia elétrica. Uma mudança inovadora foi a criação de um ambiente híbrido, em que empresas privadas e públicas passaram a disputar o mercado de energia elétrica entre si, tendo a ELETROBRÁS importante papel na implementação dessa matriz<sup>100</sup>.

A Lei 10.848/04 reorganizou o sistema elétrico atribuindo competências mais precisas em relação à função de cada entidade, fixando diretrizes em relação às contratações regulada e livre, criando o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR),

---

<sup>100</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 388.

promovendo a distinção de energia nova e energia existente considerando o custo de amortização do empreendimento, promovendo o estímulo às fontes renováveis de energia elétrica, centralizando todos os contratos de comercialização de energia elétrica através da criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao MAE e criando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é de monitorar a continuidade e segurança de suprimentos.

Considerada como o novo marco legal do sistema elétrico, essa lei implementou um regime inovador, harmonizando a atuação entre empresas do setor público e privado, sujeita a comandos centralizados e de competências bem definidas. A contratação de toda a carga das distribuidoras conectadas ao SIN passou a ser obrigatória<sup>101</sup>, adquirindo energia através de leilões organizados pela CCEE, com prazos de até 35 anos. Em contrapartida, todos os contratos de compra e venda de energia do ACL deveriam ser registradas na CCEE, para contabilização de toda a energia inserida e consumida no SIN.

A Lei 10.847/04 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME, com o objetivo de prestar serviços na área de pesquisa para subsidiar o planejamento de expansão do setor energético nas várias matrizes de energia elétrica, como: petróleo, gás natural, carvão mineral, fontes de energia renováveis, entre outras.

Além do planejamento, tem a competência de obter licenças prévias ambientais e a declaração de disponibilidade hídrica para promover as licitações de outorgas de geração hidrelétrica e de transmissão. Tal atribuição retirou dos investidores o ônus das licenças ambientais facilitando a implementação de novos empreendimentos<sup>102</sup>.

A criação do EPE pode ser considerada como uma resposta ao principal fator de fracasso das medidas adotadas pelo governo, identificado pelo relatório Kelman, decorrente da ausência de comunicação intrasetorial e dos problemas de coordenação comunicação e controle. A EPE passou a auxiliar tecnicamente e de forma centralizada o MME.

O Decreto n. 5.184/04 atribuiu à EPE a competência de promover acordo operacional com o ONS e manter o intercâmbio entre as agências envolvidas no setor (ANEEL, ANA, ANP e CCEE)

---

<sup>101</sup> 10.848/04, art. 2º.

<sup>102</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 363.



ao participarem do CMSE<sup>103</sup>, com o objetivo de aprimorar o planejamento centralizado através de estudos intrasetoriais e interinstitucionais.

Outra atribuição importante foi definir o montante de garantia física correspondente aos empreendimentos de geração de energia elétrica, que refletiram em grande discussão a partir de 2017, em virtude da mudança do potencial hídrico nos anos seguintes, afetando a comercialização de energia elétrica e o reforço na discussão sobre a dependência arriscada em fontes hídricas.

A Lei 10.848/04 é considerada como o marco legal que iniciou o segundo modelo energético brasileiro<sup>104</sup>, além de ter reestruturado todo o setor, trazendo uma certa racionalidade centralizadora, criou entidades que desempenhariam papel crucial ao bom funcionamento do setor elétrico.

Apesar da existência desde 1998, em 2004 o MAE ainda não havia cumprido sua função institucional. Não havia na prática um mercado livre de energia elétrica e a liquidação das diferenças não era confiável no mercado de curto prazo, sendo que os esforços foram insuficientes para atrair investidores a disputar esse mercado. A CCEE como sucessora do MAE haveria de organizar um novo design de mercado e implementar o Mercado de Curto Prazo (MCP).

A CCEE foi criada como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sendo integrada por titulares das empresas outorgadas vinculadas aos serviços de energia elétrica e aos respectivos consumidores. Subordinada ao controle finalístico da ANEEL, teria mais autonomia que a sua antecessora.

Dentre as atividades definidas à CCEE, identifica-se<sup>105</sup>: promoção de leilões; registro de todos os contratos do Ambiente Regulado; registro dos montantes de potência e energia objeto dos contratos bilaterais no Ambiente Livre; medição e registro das operações de compra e venda de energia elétrica; apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) no mercado de curto prazo; contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo; apuração dos montantes e promoção de ações necessárias à realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras do mercado de curto prazo.

Com atribuições mais definidas, atuando em cooperação com o ONS e a EPE, e subordinada à ANEEL, todos acompanhados pelo CNPE e o MME, a CCEE pôde desempenhar sua função de

---

<sup>103</sup> Decreto n. 5.184/04, art.6º, §2º, I, II e III.

<sup>104</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 360/361.

<sup>105</sup> Decreto 5.177/04, ART. 2º.

gerir os ambientes de comercialização setoriais, de planejamento e de equilíbrio do volume de energia em circulação no sistema.

A CCEE concentra as informações sobre o volume de energia negociada nos ACR e ACL, para fins de planejamento e gestão do volume de energia comercializado.

Uma das principais atribuições da CCEE é a contabilização e liquidação financeira dos montantes negociados no ACR e ACL realizados no MCP<sup>106</sup>.

O Mercado de Curto Prazo é um ambiente<sup>107</sup> onde se opera a contabilização e a liquidação financeira da diferença entre os montantes de energia elétrica dos contratos registrados na CCEE e da efetiva geração e consumo apurados relacionados a cada agente da CCEE<sup>108</sup>.

O sistema de contabilização e liquidação passou a operar a partir de janeiro de 2003<sup>109</sup>, no momento pós-crise vivenciado entre 2000 à 2002. Segundo o glossário da ANEEL, a contabilização é um processo de apuração da comercialização de energia elétrica entre os agentes da CCEE, no caso distribuidoras, comercializadoras, geradoras de energia elétrica e consumidores, com o objetivo de apurar se o agente é credor ou devedor de montante de energia elétrica em dado intervalo de tempo, a ser liquidado no MCP<sup>110</sup>.

A liquidação financeira, também denominada apenas liquidação, trata do processo de pagamento de débitos apurados na contabilização, em que consumidores utilizam montantes superiores de energia elétrica apresentados nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica

<sup>106</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 110.

<sup>107</sup> Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao?\\_afLoop=170950560903651&\\_adf.ctrl-state=bxnucive8\\_31#!%40%40%3F\\_afLoop%3D170950560903651%26\\_adf.ctrl-state%3Dbxnucive8\\_35](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afLoop=170950560903651&_adf.ctrl-state=bxnucive8_31#!%40%40%3F_afLoop%3D170950560903651%26_adf.ctrl-state%3Dbxnucive8_35) acesso 30 ago. 2020.

<sup>108</sup> Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/glossario?p\\_p\\_id=display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=3&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_Ietra=M&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_titulo=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_delta=10&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_keywords=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_advancedSearch=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_andOperator=true&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_resetCur=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj\\_cur=3](https://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_Ietra=M&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_delta=10&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj_cur=3) acesso em 30 ago. 2020.

<sup>109</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi, *op. cit.* p. 73.

<sup>110</sup> Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/glossario?p\\_p\\_id=display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEkt9G2lj&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=3](https://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEkt9G2lj&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3) acesso em 30 ago. 2020.

no Ambiente Regulado (CCEAR), e nos contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL), e de geradoras que inserem no sistema volumes superiores àqueles já comprometidos por CCEAR e CCEAL. Essas diferenças são apuradas mensalmente pela CCEE e refletem o momento de pagamento e recebimento dos débitos e créditos calculados no processo de contabilização, realizados de forma multilateral, sem haver indicação de contraparte, assim, um agente credor recebe seu crédito de todos os agentes devedores, sem indicar qual seria o agente correspondente, por outro lado, um agente devedor, efetua o pagamento a todos os credores de forma indistinta, sendo que a CCEE não é credora ou devedora na liquidação, exerce apenas o papel de organizador do ambiente<sup>111</sup>.

O MCP é um ambiente de comercialização de curto prazo<sup>112</sup> importante porque induz a segurança e estabilidade do sistema e ao mesmo tempo remunera as geradoras através de valores flutuantes, considerando o custo marginal da produção de geração de 1 MW/h, segundo o modelo matemático adotado pela CCEE. Esse valor apurado pelo cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO), é denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), divulgado semanalmente e exigido aos consumidores que utilizaram da energia no mês anterior sem a correspondente cobertura. Portanto o preço da energia elétrica no MCP é definido pela CCEE, cujo valor flutua conforme a média de custo de produção de 1 MW/h, calculado por um sistema computacional.

A contabilização de geração e consumo de energia é necessária em virtude de uma característica física da eletricidade que é considerada um insumo não estocável de consumo imediato. A forma de controlar a inserção da energia no sistema e o consumo ocorre através de um procedimento de contabilização em que se apura o montante gerado pela usina e o montante consumido pelo usuário do serviço. É comum que usinas insiram energia descontratada no sistema, pois a sua operação depende de um despacho do ONS que realiza o controle do sistema, por outro lado, consumidor de energia elétrica pode consumir mais energia do que o montante coberto por seu contrato. Tal situação gera um desequilíbrio no sistema de geração e consumo de energia, sendo equilibrado pelo MCP. Assim, a geradora que produz excedente de energia elétrica é remunerada

---

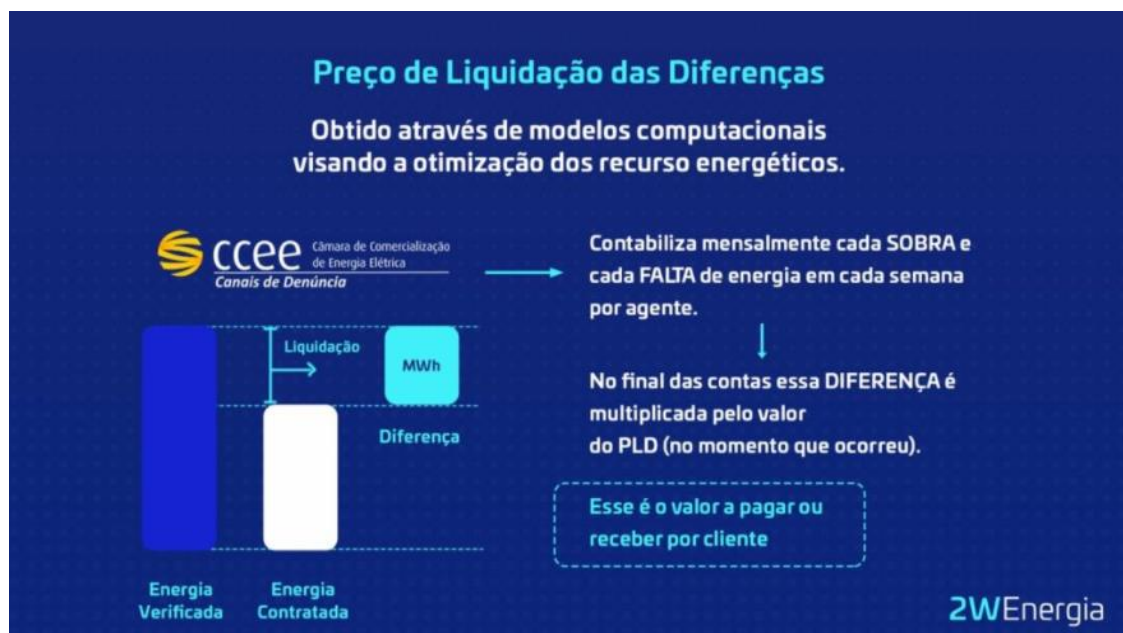
<sup>111</sup> Disponível em:

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/liquidacao?\\_afLoop=167133637928330&\\_adf.ctrl-state=g7j6nkdxw\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D167133637928330%26\\_adf.ctrl-state%3Dg7j6nkdxw\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/liquidacao?_afLoop=167133637928330&_adf.ctrl-state=g7j6nkdxw_1#!%40%40%3F_afLoop%3D167133637928330%26_adf.ctrl-state%3Dg7j6nkdxw_5) acesso em 30 ago. 2020.

<sup>112</sup> Abrange o período de 1 mês considerando o prazo de contabilização. De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL n. 843/2019, as negociações podem ser feitas a cada hora.

por meio do PLD e o consumidor que consome energia sem cobertura contratual paga o montante relativo ao PLD.

Figura 2: quadro resumo das diferenças.



fonte: 2WEnergia disponível em <https://2wenergia.com.br/entendendo-o-pld-e-o-pld-horario/> acesso em 30/08/20.

Outra modificação introduzida pela Lei 10.848/04 foi o conceito de energia nova e energia existente<sup>113</sup>. Até o ano de 2004 os leilões realizados pela ANEEL as distribuidoras adquiriam energia de forma indistinta em relação às usinas hidrelétricas, a partir da criação dessas duas novas categorias surgiram dois modelos de leilão para atender o recém criado ACR, um voltado para usinas já existentes outro para usinas que ainda estejam em fase de projeto.

As usinas de energia existente possuem uma vantagem competitiva por terem seu investimento inicial de construção já amortizados, as usinas de energia nova por outro lado referem-se a empreendimentos que só possuem a outorga da utilização do potencial hídrico, devendo realizar todos os investimentos e adquirir todas as licenças para a sua efetiva operação.

<sup>113</sup> Lei 10.848/04, art. 2º, §2º, incs. II e III.

A distinção entre essas duas categorias tem relação com a diferença de custos em relação à amortização do investimento do empreendimento. Usinas já em operação tem custo inferior ao de uma em fase de execução do empreendimento.

Tal medida também buscou estimular a criação de novos empreendimentos, pois além de competirem em leilões distintos, haviam alguns benefícios em participar de leilão de energia nova em relação à existente. Nos leilões de energia nova é possível celebrar contratos de 15 a 35 anos, por outro lado nos leilões de energia existente os contratos compreenderiam o período de tempo de 1 a 15 anos. Os CCEAR de energia existente permitem redução de até 4% do volume contratado inicialmente, ao contrário dos contratos oriundos de energia nova<sup>114</sup>.

Esse modelo de aquisição de energia no ACR permitiu a construção de várias usinas geradoras contribuindo para a expansão do setor elétrico, novos empreendimentos são financiados pelo BNDES, através de uma modalidade de financiamento denominado Power Purchase Agreement, pelo financiamento de projetos e utilizam como garantia os recebíveis dos CCEARs<sup>115</sup>

Outro órgão criado pela Lei 10.848/04 foi o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), vinculado ao MME, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento de energia elétrica. O objetivo da criação desse órgão é o de aprimorar a circulação de informações e o planejamento do setor elétrico. Composto por representantes do MME, da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS, o CMSE subsidia o planejamento do setor elétrico elaborado pelo MME. A avaliação e monitoramento acompanha os mercados de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados.

O CMSE possui grandes atribuições, sendo responsável pelo acompanhamento do desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, e importação não só de energia elétrica, mas também de gás natural e seus derivados, avaliando as condições de abastecimento e atendimento em períodos pré-determinados, fazendo análise integrada e periódica da segurança do abastecimento e atendimento do mercado de energia. Identifica as dificuldades e obstáculos que possam afetar a regularidade e a segurança de abastecimento e o atendimento da expansão do setor elétrico, do gás natural e do petróleo e seus derivados, por fim, pode elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações para manter ou

---

<sup>114</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 129.

<sup>115</sup> Conforme dispõe a Lei 8.987/95, art. 28.

restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, podendo encaminhá-las ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão superior ao MME<sup>116</sup>.

A estrutura do CNPE é uma representação em menor escala da antiga GCE, lembrando apenas o aspecto da coordenação intrasetorial em relação ao controle e planejamento do setor elétrico.

A modicidade tarifária também se tornou uma diretriz fundamental na Lei 10.848/04, sempre acompanhando as diversas premissas adotadas no segundo modelo energético como, por exemplo: dentre as determinações previstas no art. 1º, consta a definição de critérios gerais de garantia de suprimento de energia elétrica, assegurando a confiabilidade do sistema, considerando a modicidade tarifária; determina que as distribuidoras devem adotar como critério de contratação de energia elétrica mecanismos que estimulem a modicidade tarifária; alterou a competência do CNPE para assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico no planejamento do atendimento à demanda de energia elétrica.

Outro elemento presente no novo modelo é a inserção de medidas sociais<sup>117</sup> como, por exemplo, o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz Para Todos<sup>118</sup>, cujo objetivo inicial era propiciar até 2008 o atendimento da população rural que não dispunha do serviço de fornecimento de energia elétrica, através de políticas públicas com metas e prazos definidos pelo MME e operacionalizados pela ELETROBRÁS. Além de ser um ambicioso projeto de expansão do SIN, previu a possibilidade de investimento em sistemas de geração descentralizados, sistemas isolados ou sistemas individuais.

Outra medida tomada no segundo modelo energético foi a reestruturação e internacionalização da ELETROBRÁS<sup>119</sup>. A Lei 10.848/04 revogou o artigo 5º, da Lei 9.648/98, que determinava a privatização de até 20 empresas pertencentes à holding. No primeiro modelo, havia a pretensão de extinguir as atividades da ELETROBRÁS, porém, com o surgimento do segundo modelo, houve um fortalecimento e expansão das atividades da estatal, sendo adotado um modelo híbrido com empresas públicas e privadas disputando o mesmo mercado<sup>120</sup>.

---

<sup>116</sup> Decreto n. 5.175/04, art. 3º.

<sup>117</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 369.

<sup>118</sup> Decreto 4.873/03.

<sup>119</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 387/390.

<sup>120</sup> *Ibid.*, p. 387/388.

A ELETROBRÁS possui um papel importante na expansão do setor elétrico, visto o fracasso do modelo anterior no investimento em novas usinas de geração e linhas de transmissão, sucedendo no apagão ocorrido em 2001<sup>121</sup>. Essa expansão é subsidiada pelo próprio usuário cativo, através dos encargos setoriais embutidos no preço da tarifa de energia elétrica, direcionado pelos programas de metas de expansão do sistema elétrico pelo MME e pela ANEEL, somados ao estímulo dos leilões de energia nova.

Além da preocupação com a expansão e segurança do sistema, foram adotadas medidas que desfavoreceram a grande oscilação nos reajustes do valor das tarifas de energia elétrica, podendo ser identificados três grupos<sup>122</sup>: (i) vedação de aquisição de energia mais cara do mesmo grupo econômico; (ii) licitações para obras de geração de energia elétrica passando a utilizar o critério de menor tarifa ao consumidor; (iii) centralização de compra de energia elétrica pelas distribuidoras no mercado de curto prazo<sup>123</sup>.

Tais medidas contribuíram para a diminuição da oscilação do preço da tarifa de energia elétrica e, ao mesmo tempo, viabilizaram a contabilização e liquidação financeira no MCP que, apesar de existente no período do MAE, somente foi efetivamente implementado a partir da CCEE.

Além das reformas regulatórias, o segundo modelo veio acompanhado das mudanças ainda implementadas no período da crise energética de 2001/2002. O PROINFA<sup>124</sup> de 2002, por exemplo, tinha o objetivo de estimular a diversificação da base energética nacional a partir de fontes alternativas de energia elétrica, a exemplo das fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa através de produtores independentes autônomos.

Em virtude da crise hídrica e do risco recorrente da grande dependência do sistema hidrelétrico era necessário diversificar as fontes de energia.

O modelo do setor elétrico, em geral, era baseado em outorgas de potenciais hídricos dependentes de grandes obras de infraestrutura, muitas vezes distantes das grandes áreas consumidoras, gerando outro custo de transmissão da energia. Assim, o particular que manifestasse interesse em tornar-se um agente do setor deveria se sujeitar a um moroso e custoso processo de

---

<sup>121</sup> A Lei 10.438/02 atribuiu competências para a ELETROBRÁS implementar e executar diversos projetos de expansão do setor elétrico.

<sup>122</sup> SANCHES, Luiz Antonio Ugeda. *op. cit.*, p. 363/364.

<sup>123</sup> O modelo adotado foi o tight pool preço centralizado, o outro modelo é o loose pool que trata do preço por oferta.

<sup>124</sup> 10.438/02, art. 3º.

licitação e, conseqüentemente, arriscar-se na construção de um empreendimento de investimento significativo.

A Lei 10.438/02 introduziu uma nova modalidade de gerador de energia elétrica denominado produtor independente autônomo - PIA<sup>125</sup>, que permitiu a participação de outros agentes não detentores de concessão para participar do mercado de energia elétrica. Os contratos oriundos do PROINFA são geridos e celebrados pela ELETROBRÁS, cuja duração seria de 20 anos com preços definidos pela própria Lei.

O PROINFA deu resultados muito positivos em 20 anos de existência, aumentando o parque energético, estimulando regulações específicas, criando submercados de energia alternativa, são realizados leilões específicos, criaram a geração distribuída cujas fontes são aquelas beneficiadas pelo programa e várias outras políticas públicas.

## 2.5 MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste subitem serão apresentadas as entidades que compõe a estrutura do setor energético brasileiro<sup>126</sup> organizada da seguinte forma:

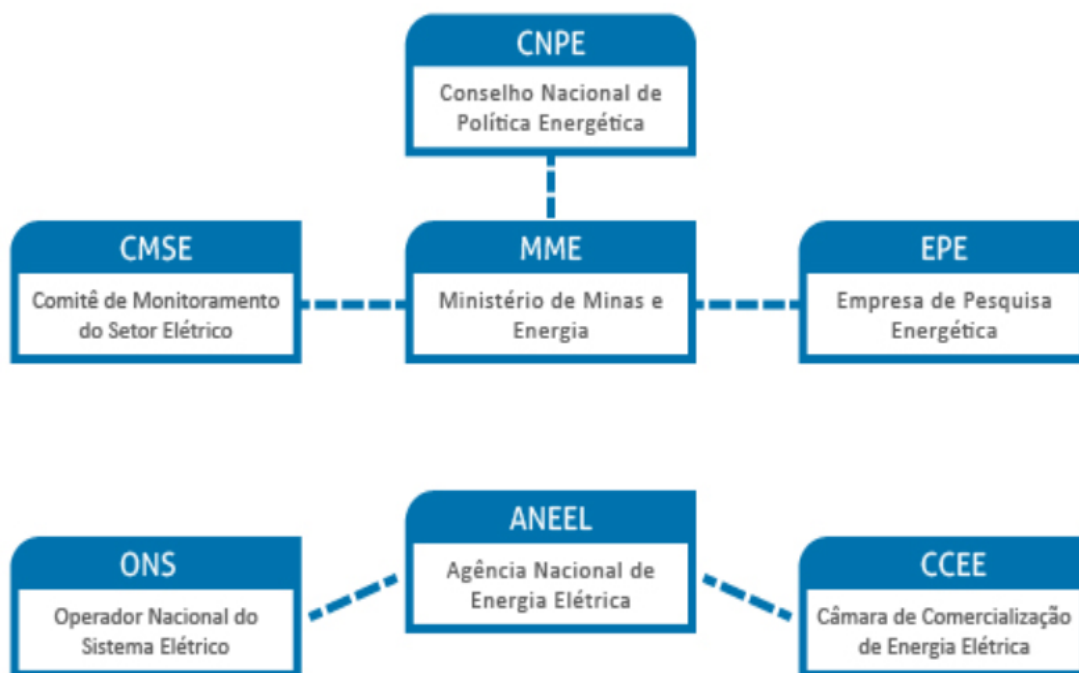
---

<sup>125</sup> Lei n. 10.438/02, art. 3º.

<sup>126</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona?\\_afzLoop=165835219895368&\\_adf.ctrl-state=15qku55gbp\\_1#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D165835219895368%26\\_adf.ctrl-state%3D15qku55gbp\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_afzLoop=165835219895368&_adf.ctrl-state=15qku55gbp_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D165835219895368%26_adf.ctrl-state%3D15qku55gbp_5) acesso em 28 set. 2020.



Figura 3: organograma do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: CCEE, 2020.

Cada uma das entidades será analisada pontualmente de acordo com a sua formação, competência e comunicação intersetorial.

### 2.5.1 Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão de governo vinculado à Presidência da República, com o objetivo de propor políticas e diretrizes relacionadas ao setor energético brasileiro<sup>127</sup>. Composto por membros de diversos ministérios, estabelece políticas nacionais relativas ao aproveitamento racional das fontes de energia, dentre elas: energia elétrica, petróleo, gás natural, fontes alternativas, carvão, energia termonuclear, biocombustíveis, energia solar e energia eólica.

<sup>127</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 32.

Criado pela Lei 9.478/97, o CNPE passou a existir, na prática, somente em junho de 2000, a partir da edição do Decreto n. 3.520/2000, que poderia ter evitado ou diminuído os impactos da crise energética ocorrida em 2001. Esse momento histórico do Setor Elétrico Brasileiro foi um período de ricas modificações regulatórias e estratégicas para o desenvolvimento do sistema. Muitas das alterações decorreram de análises que identificaram as fragilidades presentes no modelo institucional adotado durante as privatizações da década de 90.

A GCE funcionou como modelo de coordenação ao CNPE, pois a GCE rompeu com as barreiras de comunicação, articulação e tomada de decisão intrasetorial. O Decreto n. 4.261/2002 alterou o Decreto n. 3.520/2000, inserindo a CGSE no quadro de membros e estabelecendo atribuições importantes na condução das atividades do CNPE. Dentre as atribuições decorrentes da fusão desses dois órgãos introduziram diversas diretrizes de elaboração de política energética, integração política do setor, desenvolvimento de estudos, investimentos interministeriais, abertura para discussão com a sociedade civil e universidades para o aprimoramento e, principalmente, a coordenação intrasetorial pelo CNPE, modificaram o planejamento no setor energético.

O CNPE atualmente é composto pelos Ministros de Minas e Energia, da Casa Civil, das Relações Exteriores, da Economia, da Infraestrutura, da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, do Meio Ambiente, do Desenvolvimento Regional, Ministro Chefe de Segurança Institucional da Presidência da República e o presidente da EPE. Também compõem o corpo da instituição 5 membros convidados da sociedade civil com direito a voz e voto com mandatos de dois anos.

A competência de monitorar a Política Energética Nacional lhe dá a atribuição de estabelecer diretrizes em relação à energia elétrica, gás, petróleo e etanol, promovendo o planejamento intersetorial entre os diversos recursos energéticos.

A CNPE tem desempenhado papel importante nas alterações do marco legal do sistema elétrico brasileiro, atuando como interlocutor da Presidência da República e o MME, formulando políticas e diretrizes do setor energético.

### 2.5.2 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão vinculado ao MME com a função principal de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país. A experiência vivenciada na crise energética de 2001 permitiu a compreensão de que a circulação de informação entre os órgãos intrasetoriais é fundamental para implementar o planejamento e aprimoramento do setor elétrico.

A entidade que é presidida pelo Ministro de Minas e Energia e composta por quatro representantes desse ministério, um membro da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS, indica análise mais técnica do que política, ao se comparar ao CNPE, pois os cargos em sua maioria são ocupados por agentes técnicos de cada subsetor energético.

O CMSE define diretrizes e programas de ação, segundo as suas competências definidas no Decreto n. 5.175/2004, além de ter atribuição para requisitar informações de entidades públicas e privadas para o desenvolvimento das suas atividades.

O CMSE, criado pela lei 10.848/2004, fez parte da mudança decorrente do marco legal do 2º modelo energético, sendo mais um dos mecanismos de integração do setor elétrico com os demais subsetores governamentais.

### 2.5.3 Ministério de Minas e Energia - MME

O Ministério de Minas e Energia foi criado pela Lei 3.782/60 no governo de Juscelino Kubitschek. Antes de sua criação os assuntos relativos às minas e energia eram tratados pelo Ministério da Agricultura, enquanto que o aproveitamento energético do potencial hídrico era controlado pelo Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAE<sup>128</sup>, o qual foi posteriormente substituído pelo Departamento de Águas e Energia – DNAE<sup>129</sup>, sendo posteriormente incorporado à estrutura do MME. O MME foi extinto e incorporado ao Ministério

---

<sup>128</sup> Decreto-Lei n. 1.285/39.

<sup>129</sup> Lei 4.904/65.

da Infraestrutura pela Lei n. 8.028/90, sendo criado novamente pela Lei n. 8.422/92<sup>130</sup>. Durante sucessão dos demais chefes de estado sua estrutura foi sendo reorganizada.

O MME atual foi alterado pela MP 870/2019 e convertido na Lei 13.844/2019<sup>131</sup>, estabelecendo ampla competência de atuação em relação aos recursos minerais e energéticos. No que se refere à política energética passaram a ser atribuição do MME: desenvolver política nacional de aproveitamento de recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos e outras fontes para geração de energia elétrica; política nacional do petróleo, do combustível, do biocombustível, do gás natural, da energia elétrica e da energia nuclear; energização rural e agroenergia, eletrificação rural, quando custeada por recursos vinculadas ao setor elétrico; integrar o sistema elétrico com outros países; estabelecer políticas nacionais de sustentabilidade e desenvolvimento econômico, social e ambiental dos recursos elétricos, energéticos e minerais; elaborar e aprovar outorgas relativas ao setor de minas e de energia; participar de negociações internacionais relativas aos setores de minas e de energia; fomentar o desenvolvimento e adotar novas tecnologias relativas aos setores de minas e energia; zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e demanda de energia elétrica no País.

Dentre os órgãos que compõe direta ou indiretamente o setor elétrico, o MME possui uma posição de destaque na definição das políticas públicas e na sua correspondente implementação. A elaboração e aprovação de outorgas do setor energético de várias fontes renováveis e de derivados de petróleo, viabiliza a concentração na implementação de políticas públicas especialmente do setor elétrico, considerando o momento de transição de 2020, para diminuir a dependência da matriz hídrica sujeita ao risco hidrológico. A estrutura interligada de circulação de informações intrasetoriais, a coordenação dos órgãos de monitoramento como o CNPE e o CMSE<sup>132</sup>, são o resultado do aprendizado brasileiro com a crise energética ocorrida em 2001 e o relatório Kelman, que apontou as fragilidades institucionais que levaram ao colapso do sistema.

---

<sup>130</sup> Disponível em <https://dados.gov.br/organization/about/ministerio-de-minas-e-energia-mme> acesso em 21 out. 2020.

<sup>131</sup> Esta Lei trata da organização dos órgãos institucionais da Presidência da República e seus ministérios.

<sup>132</sup> Ambas as entidades são presididas pelo ministro de Minas e Energia, sendo uma das principais responsabilidades do MME. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/o-ministerio> acesso em 22 out. 2020.

Para assessoramento, quatro secretarias compõem o MME: energia elétrica; geologia, mineração e transformação mineral; petróleo, gás natural e biocombustíveis; planejamento e desenvolvimento energético e; secretaria executiva<sup>133</sup>.

As secretarias desempenham funções de coordenação e planejamento estratégico entre os diversos ministérios e agências reguladoras relativas à energia elétrica, petróleo e gás, promovendo a articulação ente cada setor e seus respectivos subsetores, dando subsídios à Presidência da República sobre as políticas a serem implementadas.

Em relação à energia elétrica, a Secretaria de Energia Elétrica (SEE) estabelece e fiscaliza o cumprimento das políticas e diretrizes de energia elétrica objetivando a acessibilidade à população na geração, transmissão e distribuição, com tarifas justas, segurança, continuidade, confiabilidade e qualidade na energia elétrica fornecida<sup>134</sup>.

Do mesmo modo, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) elabora as políticas públicas e a implementação de instrumentos de planejamento energético como, por exemplo, o Plano Decenal de Expansão de Energia, o Plano Nacional de Energia e o Balanço Energético Nacional, que promove a avaliação de outorgas para concessão, autorização e permissão do uso de bem público para serviços relativos à energia elétrica<sup>135</sup>.

O atual momento em que se discute a Modernização do Setor Elétrico exige a coordenação e implementação centralizada para um modelo disruptivo que pretende desconcentrar o protagonismo da cadeia produtiva energética entre vários agentes, inclusive com o empoderamento do consumidor<sup>136</sup>.

Mecanismos de confiabilidade de liquidação dos contratos como uma bolsa de energia acoplada à uma clearing house deverão ser implementadas através de desenhos de mercado intersetoriais envolvendo o setor elétrico e o mercado financeiro, a fim de viabilizar operações financeiras que acresçam atributos de segurança nas relações contratuais no mercado de energia.

---

<sup>133</sup> Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/estrutura-organizacional> acesso em 16 out. 2020.

<sup>134</sup> Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica> acesso 16 out. 2020.

<sup>135</sup> Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico> acesso 16 out. 2020.

<sup>136</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi, *op. cit.* p. 123/130.

#### 2.5.4 Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada com o objetivo de ser um órgão de inteligência do setor energético para dar suporte às decisões estratégicas, análise de implementação de políticas públicas e novas tecnologias.

SANCHES<sup>137</sup> indica que durante a história da evolução do setor energético brasileiro existiram outras entidades que promoveram seu estudo e planejamento. Dividiu em quatro períodos que colaboraram com a formação do modelo atual: (i) período pré-Canambra (1880/1960), representada por sistemas isolados, por vezes de iniciativa privada ou pública; (ii) período Canambra (1960-1981), caracterizado pela formação do consórcio Canambra Engineering Consultants Limited (Canadá – América – Brasil), que permitiu o levantamento dos potenciais hidrelétricos, criando condições para o desenvolvimento nacional e um planejamento energético centralizado, também produzindo as condições de interligação dos sistemas e a instalação de grandes reservatórios sob a operação da ELETROBRÁS; (iii) período ELETROBRÁS (1981/1998), constituindo o Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Interligados – GCPS, vinculados à ELETROBRÁS, com a atribuição de planejar o sistema elétrico de forma estruturada, inserindo nesse estudo os riscos ambientais; (iv) período RE-SEB (1998/2003), projeto de reforma do setor elétrico brasileiro, composto por membros indicados pelas concessionárias e representante do governo que formulariam a atualização do setor coordenado pelo MME.

Criada pela Lei 10.847/2004, a EPE é considerada um dos marcos que indicaram a transição do primeiro ao segundo modelo.

Sua finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas com o objetivo de trazer subsídios ao planejamento do setor energético: analisando elementos afetos ao interesse nacional, como o meio ambiente, recursos hídricos e desenvolvimento industrial e regional; estabelecendo indicadores de sustentabilidade das matrizes energéticas; contribuindo com a elaboração do Plano Nacional de Energia (PNE) para fixar estratégias de longo prazo para a expansão do sistema e também do Plano Decenal de Energia (PDE) para apontar projetos de expansão com maior equilíbrio ambiental<sup>138</sup>; o Balanço Energético Nacional (BEN); as resenhas e

---

<sup>137</sup> SANCHES, Luiz Antônio Ugeda *op. cit.* p. 364/366.

<sup>138</sup> SANCHES, Luiz Antônio Ugeda, *op. cit.*, p. 366/367.

boletins mensais de mercado, estudos de planejamento da transmissão do Programa de Expansão da Transmissão (PET)<sup>139</sup>.

A criação do EPE pode ser considerada como uma resposta ao principal fator de fracasso das medidas adotadas pelo governo, identificado pelo relatório Kelman, oriundo da ausência de comunicação intrasetorial e dos problemas de coordenação, comunicação e controle. A EPE passou a auxiliar tecnicamente e de forma centralizada o MME.

Constituída na forma de empresa pública, vinculada ao MME, tem por finalidade institucional a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento no setor energético, de energia elétrica, petróleo, gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética.

A EPE é organizada em quatro diretorias: diretoria de estudos econômico-energéticos e ambientais; diretoria de estudos de energia elétrica; diretoria de estudos do petróleo, gás e biocombustíveis e; diretoria de gestão corporativa<sup>140</sup>. Tem importante participação no estudo sobre a modernização do setor elétrico, sendo que a portaria nº 187/2019 do MME criou 14 grupos temáticos compostos por membros do MME, da ANEEL, da CCEE e do ONS<sup>141</sup>.

Contribui com discussões e planejamento de assuntos importantes para o setor elétrico como, por exemplo, calcular a garantia física dos empreendimentos de geração, fazer o planejamento de leilões, habilitar e cadastrar empreendimentos de geração participantes de leilões, calcular o custo marginal de referência constado em leilões. Também promove acordos operacionais com a ONS, auxiliando no planejamento do desenvolvimento das atividades do setor, e mantendo intercâmbio de informações com a ANEEL, ANA e a CCEE.

Em relação ao aprimoramento do setor elétrico iniciado na consulta pública 22 e 33, a EPE tem atuado nas pesquisas sobre lastro e energia<sup>142</sup>, abertura do mercado, implantação do preço

---

<sup>139</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.* p. 37.

<sup>140</sup> Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/o-que-fazemos> acesso em 23 out. 2020.

<sup>141</sup> Os temas tratados foram: abertura de mercado; alocação de custos e riscos; critério de garantia de suprimento; desburocratização e melhoria de processos; formação de preços; governança; inserção de novas tecnologias; lastro e energia; MRE; processo de contratação, racionalização de encargos e subsídios; sistemática de leilões; sustentabilidade da distribuição; sustentabilidade da transmissão. Acesso em <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico> acesso em 23 out. 2020.

<sup>142</sup> Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/lastro-e-energia> acesso em 23 out. 2020.

horário e a revisão do critério de garantia de suprimento<sup>143</sup>, a inserção de novas tecnologias<sup>144</sup> como baterias, hidrelétricas reversíveis, hidrogênio, geração distribuída, serviços ancilares, sempre considerando a neutralidade tecnológica.

### 2.5.5 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL, criada pela Lei 9.427/96 como uma autarquia sob especial, possui como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuições e comercialização de energia elétrica, observando as políticas e diretrizes estabelecidas pelo MME.

A qualidade especial conferida pela Lei às agências reguladoras refere-se ao regime *sui generis* relativo ao maior ou menor grau de autonomia em relação à administração direta se comparadas às demais autarquias, essa especialidade possui relação com a forma de escolha, gestão financeira e principalmente dos atributos extraordinários de cada uma dessas entidades<sup>145</sup>.

As agências reguladoras são caracterizadas pela sua independência em relação ao Poder Executivo, seja pelo fato de que a exoneração imotivada de qualquer de seus diretores só possa ocorrer até o quarto mês de mandato, seja pela autonomia financeira custeada pela Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrico, descolada do orçamento da União, que lhe dá grande autonomia e liberdade de gestão de tais verbas<sup>146</sup>.

Não há uma lei geral que trate sobre o assunto agências reguladoras sendo que cada uma possui regime jurídico próprio estabelecido pelas leis que a criaram, grau de autonomia próprios, prerrogativas e deveres distintos entre si e estrutura organizacional individuais<sup>147</sup>.

Outra característica das agências reguladoras é a prerrogativa de regular determinadas atividades. É necessário apresentar a distinção entre regulação e regulamentação. Enquanto na regulação ocorre a possibilidade de renovação do ordenamento jurídico através da utilização de

---

<sup>143</sup> Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico> acesso em 23 out. 2020.

<sup>144</sup> Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/insercao-de-novas-tecnologias> acesso em 23 out. 2020.

<sup>145</sup> CUÉLLAR, Leila: **Introdução às agências reguladoras brasileiras**. Belo Horizonte: Fórum, 2008 (Coleção Luso-Brasileira de Direito Público, 2). p. 79/80

<sup>146</sup> PAIXÃO, Leonardo André: **Aspectos jurídico-institucionais do setor elétrico brasileiro**. Direito regulatório: temas polêmicos / Coordenado por Maria Silvia Zanella Di Pietro. Belo Horizonte: Ed. Fórum, 2003, p. 688.

<sup>147</sup> CUÉLLAR, Leila, *op. cit.*, p. 74.



conceitos jurídicos abertos pela Lei, admitidas às agências reguladoras para o cumprimento de seus objetivos institucionais, a regulamentação por outro lado trata da edição de instrumentos normativos para a mera execução da finalidade da Lei, sem possibilidade de inovação<sup>148</sup>.

Essa capacidade de complementar a Lei permite às agências reguladoras estabelecer regras de forma mais dinâmica, considerando as peculiaridades de cada situação que mereça a regulação para o atendimento à finalidade da Lei.

Desde a sua concepção a ANEEL vem aumentando o seu rol de atribuições conforme as necessidades do setor. São diversas as diretrizes, atividades fiscalizatórias, políticas públicas, incentivos mercadológicos sob a responsabilidade da ANEEL. Considerando a extensa lista de atribuições e a diversidade de finalidades públicas a serem atendidas foi realizada uma divisão nas seguintes categorias: políticas públicas; sistema; mercado.

#### POLÍTICAS PÚBLICAS

- Implementar políticas e diretrizes sobre a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- Estabelecer tarifas para o atendimento à eletrificação rural;
- Estabelecer e monitorar as metas de universalização do uso de energia elétrica às distribuidoras;

#### SISTEMA

- Promover a delegação das concessões por meio de licitação;
- Gerir e fiscalizar contratos de concessão ou de permissão;
- Solucionar divergências entre agentes do mercado;
- Fixar critérios para o cálculo da transmissão de energia;
- Fixar multas;
- Homologar as receitas dos agentes de geração na contratação regulada e as tarifas a serem pagas pelas distribuidoras;
- Definir as tarifas de transmissão e distribuição.

---

<sup>148</sup> DEMETERCO NETO, Antenor: **Democracia, regulação e desenvolvimento: a universalização da infraestrutura e redistribuição de renda no Brasil**. – Rio de Janeiro: Lumen Iuris, 2015. P. 218, p. 75.

## MERCADO

- Viabilizar a concorrência entre os agentes de mercado e impedir a concentração econômica;
- Monitorar as práticas de mercado e zelar pelo cumprimento da legislação de defesa de concorrência;
- Articular com os demais órgãos reguladores do setor de combustíveis fósseis e gás natural sobre os preços do transporte desses produtos destinados à geração de energia elétrica;
- Realizar controle prévio e posterior de negócios jurídicos realizados com as concessionárias, permissionárias ou autorizadas, podendo impor restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente as comerciais;
- Aprovar regras e procedimentos de comercialização de energia elétrica nas formas regulada e livre;
- Promover licitações para o atendimento às necessidades do mercado;
- Estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica.

A multifuncionalidade da ANEEL expressa a complexidade do setor elétrico. Pois deve considerar diretrizes referentes a políticas públicas de expansão do sistema, atendimento à eletrificação rural e à universalidade do serviço, atender às necessidades do sistema como o regime de outorgas, a respectiva fiscalização dos contratos e a composição dos preços das tarifas, e regular o mercado de energia viabilizando a concorrência entre os agentes, combatendo a concentração econômica e controlar de forma indireta o preço da energia elétrica.

Segundo DEMETERCO NETO a regulação econômica do Estado pode se dar em três áreas: a regulação de monopólios; a regulação de liberdade de concorrência; a regulação de serviços públicos<sup>149</sup>.

A subsetorização da cadeia produtiva do Setor Elétrico Brasileiro organizada em geração, transmissão, distribuição e comercialização, criou setores econômicos distintos que envolvem interesses específicos. A transmissão e a distribuição de energia são orientados por um regime

---

<sup>149</sup> DEMETERCO NETO, Antenor, *op. cit.*, p. 218, p. 78.

monopolista, sendo que na transmissão não haveria sentido em permitir competição entre empresas de transmissão em uma mesma região, a distribuição sujeita-se ao monopólio natural orientado a prestar serviço público a seus usuários. Observa-se portanto uma distinção entre esses sistemas monopolistas, aquele relativo à natureza das atividades, um pela impossibilidade de concorrência (transmissão), outro pela prestação de um serviço público (distribuição). A geração e a comercialização sujeitam-se à livre iniciativa, sendo estimuladas pela ANEEL a aumentar a participação privada nesses segmentos.

Tais características ou áreas reguladas demonstram a complexidade dos intrincados interesses públicos envolvem a atuação da ANEEL.

#### 2.5.6 Operador Nacional do Sistema - ONS

O Operador Nacional do Sistema (ONS), criado pela Lei 9.648/98, regulamentado pelos Decretos 2.655/98 e 5.081/04, tem como atribuição: executar atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no SIN; desempenhar atividades de previsão de carga e planejamento da operação dos sistemas isolados<sup>150</sup>; e o despacho centralizado das usinas em operação<sup>151</sup>. Enquanto que a CCEE é responsável pela comercialização, o ONS é responsável pela operação e otimização do SIN ao controlar a inserção de carga de energia elétrica no sistema.

Tal atribuição cria um fenômeno peculiar no Setor Elétrico Brasileiro apontado pelo TDSE n. 62, elaborado pela GESEL<sup>152</sup>. Segundo esse trabalho, o despacho centralizado determinado pelo ONS não permite que haja um mercado de energia nem no sentido estrito, nem no clássico, uma vez que as geradoras e as linhas de transmissão não possuem qualquer ingerência sobre a decisão de acionar ou parar o funcionamento de sua unidade produtiva, sendo que elas apenas devem estar disponíveis para promover o acionamento ou desligamento de seus geradores, segundo critérios estabelecidos pelo ONS.

---

<sup>150</sup> Decreto 5.081/04 art. 1º

<sup>151</sup> Decreto 2.655/98 art. 20, §1º

<sup>152</sup> Disponível em [http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\\_GESSEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESSEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf) acesso em 12 mar. 2021.

Portando, ao contrário de mercados livres de energia, as usinas geradoras não dispõem da produção de sua própria energia, dependendo do despacho por ordem de mérito do ONS. Esses despachos por ordem de mérito tratam de um ato administrativo em que o ONS utiliza um critério pré-estabelecido por custo de produção de energia e reservas energéticas para despachar as usinas com menor custo e menor risco das reservas.

Invariavelmente o ONS pode realizar despachos fora de ordem para acionar termelétricas, fontes mais caras, com o intuito de promover a mitigação do risco de desabastecimento oriundo de períodos de estiagem.

Para estabelecer a ordem de mérito o ONS utiliza um modelo computacional estocástico, considerando variações de 2000 cenários para garantir a sustentabilidade dos reservatórios ao longo da jusante do rio e outras situações, como o abastecimento de água para as cidades, irrigação, garantia da navegabilidade em hidrovias, etc.

Os critérios adotados seguem diretrizes de planejamento da manutenção do sistema e a economicidade. É estabelecida uma ordem de despachos que partem das usinas que geram energia mais barata às usinas mais caras, assim, de acordo com a demanda de energia consumida, o ONS despacha as usinas obedecendo a ordem de preço. Desse modo, o despacho centralizado otimiza o equilíbrio da geração com a demanda, evitando desperdícios e utilizando critérios de economicidade do preço da energia elétrica.

Na conjuntura de períodos longos de estiagem, o ONS pode realizar o despacho fora de ordem, em que aciona termelétricas sem observar a ordem de despacho. Tal medida visa resguardar os níveis de água nas represas, considerando o período de chuvas do mês anterior e a probabilidade de chuvas dos períodos seguintes.

Um aspecto importante a ser considerado em relação à segurança do sistema é o sistema interligado nacional, que permite que regiões distintas possam suprir outras com déficits de geração. O SIN é organizado em 4 subsistemas: norte; nordeste; centro oeste e sudeste e; sul.

Os despachos do ONS também possuem a função de equilibrar a inserção de energia em subsistemas deficitários. Para cumprir essa finalidade utiliza o mecanismo de Realocação de Energia (MRE), no qual as geradoras compartilham o risco hidrológico entre si. É uma forma de

assegurar que as empresas não despachadas recebam a alocação de energia de outra usina despachada<sup>153</sup>.

O ONS desempenha um papel importante no controle da carga no SIN, conjuntamente com a CCEE organiza todo o setor elétrico trazendo segurança, estabilidade e planejamento.

### 2.5.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Criada pela Lei 10.848/2004, a CCEE é uma associação civil, de caráter privado sem fins lucrativos sujeita à regulação e fiscalização da ANEEL. Sua função precípua é organizar a comercialização de energia elétrica do SIN e contabilizar e liquidar os montantes negociados.

Sua criação, na prática, representou um divisor de águas ao modelo de negociação de energia elétrica, sendo que as experiências anteriores com a setorização, privatização, a posterior crise energética de 2001 e o fracasso na criação de um mercado livre através do MAE, trouxeram a experiência necessária para viabilizar um mercado livre e efetivamente implementar um mercado de curto prazo. Concluiu-se que a livre iniciativa por si só não era suficiente para viabilizar novos empreendimentos de geração, tampouco eficiência em indicar sinais econômicos para contratação de longo prazo contribuiu para o investimento no setor. Tais situações tinham origem na própria filosofia mercado livre: a ausência de regulação. Essa concepção de liberdade contribuiu para a ausência de previsibilidade da receita compatível com os investimentos necessários à realização de projetos de geração, do mesmo modo que os consumidores não estavam dispostos a correr riscos de contratos de longo prazo em virtude da dificuldade de precificação que a alta volatilidade do preço da energia no mercado de curto indicava<sup>154</sup>.

As atribuições da CCEE são definidas pelo Decreto n. 5.177/04, sendo:

- a) promoção de leilões de compra e venda de energia elétrica, por delegação da ANEEL;

---

<sup>153</sup> Decreto n. 2.655/98.

<sup>154</sup> Disponível em [http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\\_GESSEL%20-%20DSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESSEL%20-%20DSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf) acesso em 12 mar. 2021.

- b) registro dos CCEAR, dos contratos de leilões de ajuste e da energia proveniente de geração distribuída;
- c) registro de montantes de potência e energia de contratos celebrados no ACL;
- d) medição e registro de dados de operações de compra e venda e outros relativos aos serviços de energia elétrica;
- e) apuração do PLD no mercado de curto prazo por submercado;
- f) contabilização dos montantes de energia elétrica e liquidação financeira no MCP;
- g) apuração do descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações com aplicação das respectivas penalidades; apuração dos montantes e promoção das ações necessárias para a realização do depósito, custódia e execução das garantias financeiras no MCP;
- h) efetivação da estruturação e gestão do Contrato de Energia de Reserva, do Contrato de Uso da Energia de Reserva e a Conta de Energia de Reserva;
- i) celebração do Contrato de Energia de Reserva e o Contrato de Uso de Energia de Reserva; gestão dos recursos financeiros da CDE, CCC e da RGR;
- j) estruturação, gestão e liquidação financeira da conta-covid.

Pelo rol de atividades estabelecidas pelo Decreto 5.177/04, verifica-se que a atribuição da CCEE transcende em muito apenas a comercialização de energia elétrica. Com o papel estratégico de concentrar todo o volume negociado no SIN, é responsável por trazer segurança e robustez ao sistema, implementar políticas públicas definidas pelo MME e organizar a oferta e demanda de energia elétrica. Assim, todas as operações promovidas pelo CNPE, MME, CMSE, EPE, ANEEL e ONS acabam se consumando na CCEE.

A CCEE é organizada em três ambientes de comercialização: Ambiente de Comercialização Regulado (ACR), Ambiente de Comercialização Livre (ACL) e Mercado de Curto Prazo (MCP).

Cada ambiente de comercialização possui características próprias, com finalidades específicas. O ACR possui relação com o mercado cativo o custeio e implementação de políticas públicas através das distribuidoras e tarifas de energia elétrica, o ACL tem como finalidade registrar os contratos do mercado livre de energia, e o MCP controla as diferenças na oferta e demanda de energia.

Segundo SANCHES<sup>155</sup>, esse novo modelo institucional criou um sistema híbrido no qual empresas públicas e privadas conviveriam em um mesmo mercado setorial, mudando a racionalidade histórica do setor, que em um primeiro momento prevaleceram empresas privadas, num segundo momento prevaleceram empresas públicas.

2.5.7.1 o desenho do mercado do setor elétrico e a funcionalidade dos três ambientes de comercialização: Ambiente de Comercialização Regulado, Ambiente de Comercialização Livre e Mercado de Curto Prazo.

A Lei 10.848/04 adotou um modelo híbrido, em que dois ambientes de comercialização passaram a coexistir onde empresas públicas e privadas passaram a competir entre si dentro de um mesmo mercado setorial<sup>156</sup>.

Dentre os principais objetivos da coexistência de ambientes de comercialização estão a busca pela modicidade tarifária e a segurança de suprimento. Em virtude desses dois modelos a princípio serem conflitantes, buscou-se atingi-los através da segmentação do mercado de demanda e de oferta<sup>157</sup>. Promover investimentos financeiros em parques industriais de geração e transmissão demanda valores consideráveis, sendo que, por vezes, o Estado não dispõe de recursos suficientes para fazer frente aos investimentos correspondentes à demanda de consumo, necessidade cada vez maior em virtude do crescimento da economia.

O modelo institucional visa garantir a segurança de abastecimento energético através da expansão do sistema que, a partir da criação de ambientes de comercialização, pretende-se garantir o adequado pagamento ao investimento sem desconsiderar a modicidade tarifária.

Muitos dos novos empreendimentos de geração são financiados pela aquisição de energia nova pelas distribuidoras, através de leilões celebrados por meio de Contratos de Venda de Energia

---

<sup>155</sup> SANCHES, Luiz Antônio Ugeda, *op. cit.*, p. 372

<sup>156</sup> SANCHES, Luiz Antônio Ugeda, *op. cit.*, p. 372.

<sup>157</sup> RIBEIRO, Luísa Helena Machado: **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: um análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre** – ACL / L. H. M. RIBEIRO – versão corr. --- São Paulo, 2015, 201 p. Dissertação (mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, p. 24.

de Longo Prazo, conhecidos por Power Purchase Agreement (PPA) ou Project Finance. O financiamento é realizado pelo BNDES, que basicamente compra toda a energia elétrica produzida no prazo de 10 à 15 anos, tendo como garantia do financiamento os recebíveis dos CCEARs celebrados através de leilões com as distribuidoras<sup>158</sup>. Além de atender ao consumidor cativo, as distribuidoras possuem papel fundamental na expansão do setor elétrico ao viabilizar, através de contratos de longo prazo, o financiamento de novos empreendimentos de geração. Por outro lado, no ACR pretende-se, além de estimular a iniciativa privada a investir em novos empreendimentos de carga instalada, buscar modicidade tarifária da geração de energia elétrica a partir da competição entre os agentes geradores.

O Decreto n. 5.163/2004 define o ACR como segmento do mercado onde se realizam 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<sup>159</sup>.

#### 2.5.7.2 Ambiente de Comercialização Livre e as suas perspectivas

A CCEE estabelece as regras e procedimentos para o registro de contratos de compra e venda no ACL de caráter bilateral, livremente negociados. Através dos montantes negociados nos dois ambientes, a CCEE promove o planejamento e o monitoramento do sistema em conjunto com o ONS. Tais contratos são denominados de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

As negociações contratuais não sofrem ingerência ou intervenção da CCEE, que por sua vez realiza apenas o registro dos contratos dos agentes credenciados no ACL, os quais devem observar os procedimentos estabelecidos pelo Procedimento de Comercialização<sup>160</sup>. Outro ponto que deve ser destacado é a assunção de risco das contrapartes. O ingresso no mercado livre permite

---

<sup>158</sup> *ibid.*, p. 24.

<sup>159</sup> Art. 1º, §2º, I.

<sup>160</sup> Disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee\\_031231.pdf](https://www.ccee.org.br/portal/wcm/idc/groups/regrasprocedlegis/documents/conteudoccee/ccee_031231.pdf)  
acesso em 21 mai. 2021.



a livre escolha de consumidores e fornecedores, o que implica na sujeição do risco de inexecução do contrato, seja em relação à entrega da energia elétrica, ou à falta de pagamento pelo consumidor. O mero registro do CEEAL na CCEE não garante a execução dos contratos.

São componentes do ACL os seguintes agentes: concessionários, permissionários e autorizados de geração, importadores, exportadores de energia elétrica, e consumidores livres<sup>161</sup>.

Desde a edição da Lei 9.074/95 até 2018, eram definidos como consumidores livres aqueles que possuíam carga superior à 3 MW, ou seja, somente grandes consumidores tinham acesso ao mercado livre. O MME editou a portaria n. 465/2019<sup>162</sup> que estabeleceu a diminuição gradativa da exigência de carga para até 500kW, a ser atingida a partir de 2023, aumentando significativamente o público potencial para o ingresso no ACL.

Desde 1995 o mercado livre de energia elétrica trouxe a promessa de modernização do setor elétrico a partir do ingresso da iniciativa privada como agente de mercado. Porém, a efetiva operação de agentes privados no mercado livre demorou a ser implementada. Foi necessária uma depuração da participação dos setores público e privado na cadeia produtiva da energia após as privatizações da década de 90. A experiência do setor elétrico dos últimos trinta anos permitiu uma visão menos inocente da atuação de agentes privados reforçando o papel do Estado na coordenação, planejamento, fiscalização e implementação de políticas públicas.

Hoje os desafios são outros. O Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico<sup>163</sup> apresentou alguns indicativos sobre necessidade de atualização do modelo energético atual, tendo como um dos objetivos principais viabilizar o aumento do mercado livre. Dentre os problemas apontados estão: subsídios cruzados; risco de iliquidez dos CCEALs, separação de lastro e energia; expansão do setor elétrico; contratos legados; substituição do despacho centralizado por despacho por oferta; PLD intradiário.

Tais apontamentos serão abordados nos capítulos 3 e 4. Através dos indicativos e do debate dos assuntos nota-se que há esforço conjuntural para um novo desenho de mercado. Haverá

---

<sup>161</sup> Decreto n. 5.163/04 art. 47.

<sup>162</sup> Disponível em [https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754) acesso em 21 mai. 2021.

<sup>163</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao> acesso em 21 mai. 2021.

equilíbrio entre o ACR e o ACL em relação aos encargos do sistema como fonte de custeio de manutenção e expansão. Através do ACL existe expectativa de aprimoramento de novas tecnologias de gestão e geração de energia, característicos da versatilidade da iniciativa privada<sup>164</sup>. O mercado livre pode tornar-se um grande catalizador de novos serviços para os consumidores, dentre eles verifica-se a relevância da criação de uma bolsa de energia acoplada à uma clearing house para mitigar risco de liquidez dos CCEALs.

#### 2.5.7.3 a multifuncionalidade do mercado de curto prazo

O mercado de curto prazo é um ambiente de comercialização da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratadas e registradas, e os montantes gerados e consumidos por cada agente cadastrado no CCEE. Esse procedimento de apuração de registro de CCEARs e CCEALs, montantes gerados e consumidos denomina-se contabilização, que ocorre no mercado de curto prazo.

O ACR é um ambiente de comercialização em que as distribuidoras e geradoras firmam contratos através de leilões para atender a demanda dos consumidores cativos, observam rígida regulação e planejamento estabelecidos pela ANEEL.

O ACL por sua vez, é definido como segmento do mercado onde se realizam operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados conforme regras e procedimentos de comercialização específicos<sup>165</sup>.

Os montantes negociados tanto no ACR quanto no ACL são contabilizados no MCP. A contabilização é um procedimento administrativo que apura a inserção de energia elétrica no sistema e o consumo indicando quais geradores e consumidores que não possuem cobertura contratual. Dentro do período de apuração, os consumidores podem apresentar CCEALs mesmo depois de terem consumido a energia do sistema. Assim as usinas que contenham sobras de energia

---

<sup>164</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/racionalizacao-de-encargos-e-subsidios.pdf> acesso 09 set. 21.

<sup>165</sup> Art. 1º, §2º, II.

inserida no sistema podem vender esses montantes aos consumidores que não tinham cobertura contratual, comercializados livremente no curto prazo.

Segundo DAVID<sup>166</sup>, o mercado de curto prazo trata de um segmento de mercado no qual são apuradas as diferenças entre os montantes de energia elétrica que foram contratados e registrados, com os montantes de geração e consumo efetivamente verificados. Essa comercialização existente no MCP é denominada de “mercado de diferenças de sobras ou déficits”, com o objetivo de evitar o pagamento de PLD por parte do consumidor.

Portanto, o mercado de energia elétrica possui ao menos três ambientes básicos de comercialização: o regulado, o livre e o de curto prazo. Essa estrutura permite a segurança e otimização do sistema para que não ocorram déficits e excedentes. Tal matriz é o que caracteriza o aspecto contábil dos contratos de comercialização de energia, pois a inserção de carga no sistema compõe negócio jurídico de compra e venda de energia elétrica. Por isso a importância da exigência de lastro ou garantia física nos contratos.

A apuração dos montantes ocorre mês a mês, sendo que a efetiva cobrança de eventuais débitos pode ocorrer em até 5 meses após o consumo da energia elétrica. Segundo o submódulo 3.1<sup>167</sup>, dos Procedimentos de Comercialização, o procedimento para registro e validação é o seguinte: os CCEALs devem ser registrados pelo agente vendedor até MS<sup>168</sup>+6du<sup>169</sup> e validados pelo agente comprador até MS+7du, para que sejam considerados na contabilização e liquidação. Ou seja, mesmo que a energia já tenha sido consumida, o agente vendedor pode apresentar na CCEE um CCEAL até o 6º dia útil do mês seguinte.

Uma característica importante do Procedimentos de Comercialização é que, como a responsabilidade de apresentar o CCEAL é do agente vendedor, não é incomum que contratos celebrados meses antes do consumo efetivo, sejam apresentados apenas no 6º dia útil do mês seguinte ao consumo. Esta característica muitas vezes é a origem do problema de liquidez do

---

<sup>166</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi *op. cit.* p. 36.

<sup>167</sup> Disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=11552151447426&\\_adf.ctrl-state=1blhamxa39\\_101#!%40%40%3F\\_afLoop%3D11552151447426%26\\_adf.ctrl-state%3D1blhamxa39\\_105](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=11552151447426&_adf.ctrl-state=1blhamxa39_101#!%40%40%3F_afLoop%3D11552151447426%26_adf.ctrl-state%3D1blhamxa39_105)

acesso em 07 mar. 2021.

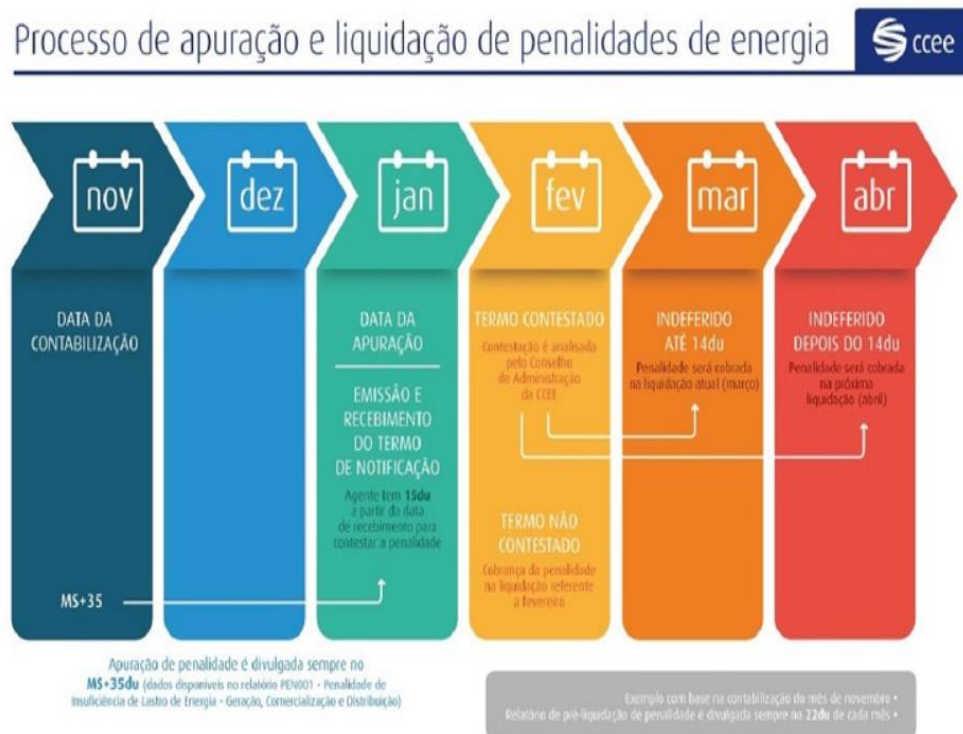
<sup>168</sup> Mês seguinte.

<sup>169</sup> Dias úteis.

mercado, pois agentes vendedores adotam a prática de alavancagem<sup>170</sup> e não conseguem fazer frente às suas posições, assim acabam por ocasionar um default aos clientes, que por sua vez se tornam responsáveis pelo pagamento do PLD da energia que consumiram sem a correspondente cobertura.

A partir do MS+35du é promovida a apuração de penalidade (PLD), caso não tenha ocorrido o registro do CCEAL na CCEE, sendo realizado o envio do Termo de Notificação para manifestação sobre a inconsistência identificada. Contestada a notificação, esta é sujeita à apreciação do Conselho de Administração da CCEE, conforme figura abaixo:

Figura 4: processo de contabilização.



fonte: CCEE disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_653356&\\_afzLoop=10025289607142&\\_adf.ctrl-state=1blhamxa39\\_88#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_653356%26\\_afzLoop%3D10025289607142%26\\_adf.ctrl-state%3D1blhamxa39\\_92](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_653356&_afzLoop=10025289607142&_adf.ctrl-state=1blhamxa39_88#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_653356%26_afzLoop%3D10025289607142%26_adf.ctrl-state%3D1blhamxa39_92) acesso 01 mar. 2021.

<sup>170</sup> Venda de montantes de energia elétrica maior do que possui de lastro.

Assim, a partir da data da contabilização até a efetiva cobrança do montante consumido e não coberto, podem transcorrer até 5 meses. O não pagamento dos valores apurados implica no rateio da inadimplência do PLD entre os agentes do mercado<sup>171</sup>.

Dentro do período de apuração (MS+32du) é feito o cálculo do valor a liquidar e a geração do mapa de liquidação, ocasião em que são apuradas as garantias contratuais sob custódia do agente financeiro e os recursos são transferidos aos agentes credores de forma multilateral, sem que haja identificação de parte e contraparte nas transações de crédito e débito. Na hipótese de insuficiência de garantia é emitida uma Nota de Liquidação da Contabilização (NLC)<sup>172</sup>.

O MCP exerce múltiplas funções dentro do contexto do setor elétrico, seja como procedimento de contabilização para apurar posições de credor e devedor no mercado de energia, seja como um mercado próprio em que os agentes vendedores e compradores podem negociar no curto prazo contratos *ex post*<sup>173</sup>. Uma ressalva importante é a de que não se discute sobre ou falta de energia elétrica, pois essa função institucional é de competência do ONS que despacha o montante da carga que deve ser inserida no sistema. O MCP apura os montantes financeiros de agentes em posição de credor e devedor com base no PLD, repassando os recursos de forma multilateral, conforme o mapa de liquidação<sup>174</sup>.

Pode-se compreender o MCP como um ambiente onde se praticam operações financeiras, uma vez que os contratos apresentados *ex ante* e *ex post* comportam-se como derivativos, sendo o ativo a energia elétrica já consumida vinculada ao preço do PLD, e a própria liquidação no MCP uma operação financeira em que se distribuem créditos e débitos sem que a CCEE seja uma contraparte na relação jurídica dos CCEALs.

---

<sup>171</sup> Disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=22394628100221&\\_adf.ctrl-state=cn45lssj0\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D22394628100221%26\\_adf.ctrl-state%3Dcn45lssj0\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=22394628100221&_adf.ctrl-state=cn45lssj0_1#!%40%40%3F_afLoop%3D22394628100221%26_adf.ctrl-state%3Dcn45lssj0_5) acesso em 01 mar. 2021.

<sup>172</sup> Submódulo 5.2 – liquidação no mercado de curto prazo disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=22394628100221&\\_adf.ctrl-state=cn45lssj0\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D22394628100221%26\\_adf.ctrl-state%3Dcn45lssj0\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=22394628100221&_adf.ctrl-state=cn45lssj0_1#!%40%40%3F_afLoop%3D22394628100221%26_adf.ctrl-state%3Dcn45lssj0_5) acesso em 01 mar. 2021.

<sup>173</sup> Depois de consumida a energia elétrica.

<sup>174</sup> Submódulo 5.2 – liquidação no mercado de curto prazo disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=22394628100221&\\_adf.ctrl-state=cn45lssj0\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D22394628100221%26\\_adf.ctrl-state%3Dcn45lssj0\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=22394628100221&_adf.ctrl-state=cn45lssj0_1#!%40%40%3F_afLoop%3D22394628100221%26_adf.ctrl-state%3Dcn45lssj0_5) acesso em 01 mar. 2021.

A utilização de mecanismos adotados em bolsa de valores pode aprimorar o sistema de liquidação das diferenças apuradas para tornar o mercado mais robusto e evitar o risco de default, além de estimular a participação de investidores que tenham interesse em realizar operações financeiras buscando oportunidades decorrentes da volatilidade do preço do PLD.

Implementar, por exemplo, uma clearing house no processo de apuração e liquidação evitaria muitos riscos de inadimplência, protegendo o vendedor, o comprador e o sistema, pois não haveria risco de rateio dos déficits apurados.

Os CCEALs não possuem características exclusivas de ativo financeiro, uma vez que o suprimento do sistema é essencial na relação jurídica. O modelo de mecanismo de adequação de suprimento do setor elétrico é classificado como sendo uma Obrigação de Energia *ex post*, pois a responsabilidade de adquirir a capacidade de suprimento é das distribuidoras e das comercializadoras, cujo montante oriundo da obrigação é apurado à posteriori (*ex post*), por uma autoridade central, no caso a CCEE, contabilizando o montante contratado e o consumido, sendo ao agente na posição de devedor é imposta uma penalidade (PLD). Essa capacidade de suprimento é materializada por certificados de garantia física, cujo montante deve corresponder com 100% do consumo<sup>175</sup>.

Está em discussão, iniciada em 2017 pela consulta pública 33, a separação do lastro e energia, que basicamente identifica dois objetos distintos na relação jurídica de fornecimento de energia elétrica: um considera a bilateralidade contratual do mercado livre, que visa o atendimento de interesses recíprocos da autonomia da vontade e possui uma forte característica financeira na satisfação de interesses patrimoniais; o outro refere-se ao atendimento do suprimento do sistema, que transcende o interesse privado, visando o atendimento coletivo decorrente do fornecimento de energia elétrica. As considerações sobre a separação do lastro e energia serão abordadas no item 4.3.

A Portaria 301/2019 editada pelo MME, atendendo às propostas apresentadas na CP 33, implementou o PLD horário substituindo o semanal. Para que não houvesse impacto no mercado de energia, estabeleceu um período de transição em que o ONS, a CCEE e o mercado, poderiam se

---

<sup>175</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/lastro-e-energia.pdf> acesso em 05 mar. 2021.

ajustar ao novo modelo. Segundo a Portaria, o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Modelo DESSEM), deveria ajustar o seu algoritmo para apurar o PLD pelo sistema horário.

Entre as datas de 29/07/2019 a 31/12/2019, foi promovida uma simulação denominada Operação Sombra que desenvolveu a metodologia a ser utilizada no cálculo do PLD. A partir de 31/12/2019 o ONS passou a divulgar diariamente o CMO com as diretrizes de despacho de usinas e os dados operativos com granularidade semi-horária, indicadas pela Operação Sombra. A partir de 31/12/2020 a CCEE passou a utilizar o PLD horário. Esse período de transição foi importante para aperfeiçoar a metodologia de cálculo e preparar o mercado para atuar com a nova forma de precificação do PLD.

O PLD horário contribuirá com o aperfeiçoamento da precificação dos produtos negociados no mercado de energia, sendo que o PLD semanal não correspondia com os efetivos custos de transação, o que era uma contradição no sistema, pois se o modelo de precificação do PLD é o CMO e a não oferta de energia, necessariamente deveria considerar os horários ou períodos de flutuação do custo de produção de energia. Assim, o PLD semanal atribuía um mesmo preço a custos de operação diferentes. A questão que se coloca é que o preço do PLD produz repercussões que ultrapassam o ambiente do MCP, influenciando também no preço do ACL e no *modus operandi* de seus agentes<sup>176</sup>.

O PLD horário gera outros reflexos, como no mercado spot<sup>177</sup> que, anteriormente semanal, passa a ser intradiário, permitindo a negociação de energia em determinados horários de ponta<sup>178</sup>, cujo preço da energia elétrica é mais alto.

Neste ponto cabe uma reflexão: em mercados tipicamente livres existe a opção do gerador inserir energia no sistema em horários de maior consumo, sendo que o aumento do seu lucro considera a maximização do preço do seu produto. No Setor Elétrico Brasileiro não há essa liberalidade dos geradores, pois quem determina o acionamento e desligamento das usinas é o ONS, cuja tomada de decisão não possui relação econômica direta com o mercado de energia<sup>179</sup>, o que o torna atípico, à medida que os agentes de geração não detêm o controle de produção de sua energia

---

<sup>176</sup> Um exemplo é as geradoras de energia optarem por receber o PLD, em virtude do preço, e os consumidores não encontrarem no mercado oferta de energia, sujeitando-se ao pagamento do PLD.

<sup>177</sup> Mercado de curtíssimo prazo.

<sup>178</sup> Horários de pico de consumo.

<sup>179</sup> O objetivo neste caso é a manutenção do SEB.

elétrica. Assim, o PLD horário pode definir apenas o comportamento do consumidor, ao optar em utilizar a energia em horários menos onerosos.

A criação de uma bolsa de energia pode contribuir com a robustez do SEB através da utilização de operações financeiras já consolidadas na bolsa de valores. Operações como hedge, câmara de liquidação e compensação, derivativos e arbitragem podem trazer mais segurança aos agentes do setor elétrico, mitigando o risco de pagamento de PLD e, até mesmo, do default causado pelo risco hidrológico.

#### 2.5.8 Breves considerações sobre as espécies de outorga de geração de energia elétrica

O primeiro modelo elétrico optou pelo caráter competitivo da geração de energia<sup>180</sup>, possibilitando que agentes de geração possam comercializar energia tanto no ACL quanto no ACR<sup>181</sup>. Desse modo o empreendimento de geração de energia elétrica sujeita-se às regras de livre mercado tendo como opção os mercados cativo e livre.

Existem diversas formas de regime jurídico aplicáveis à geração de energia: concessão, permissão, autorização, comunicação ou registro. O regime jurídico de uma geradora é definido pela potência e fonte do empreendimento.

Um primeiro aspecto a ser analisado é o regime jurídico constitucional aplicável aos serviços e instalações de energia elétrica e potenciais hidroenergéticos de competência da União<sup>182</sup>. Os potenciais de energia hidráulica são bens da União<sup>183</sup>, cujo produto da sua exploração pode ser rateado entre a União, Estados, Distrito Federal e Municípios<sup>184</sup>. Portanto, a geração hídrica de

---

<sup>180</sup> Geração e comercialização não estão sujeitos aos regime de monopólio.

<sup>181</sup> MILOCHI, Violeta Fonseca Lino: **Avaliação alternativa da garantia física de usinas hidroelétricas por meio de otimização para o planejamento da operação** / Violeta Fonseca Lino Milochi. – Campinas, SP. 2016, orientador: Alberto Luiz Francato. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, p. 33.

<sup>182</sup> Constituição Federal art. 21, XII, “a”.

<sup>183</sup> Constituição Federal art. 20, VIII.

<sup>184</sup> Constituição Federal art. 20 §1º.



energia elétrica trata de concessão de Uso de Bem Público (UBP), não dos recursos hídricos em si mas de seu potencial energético<sup>185</sup>.

A Lei 9.074/95 estabeleceu que a exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento de cursos de água, poderá ser realizada mediante concessão, permissão e autorização<sup>186</sup>. O modelo de outorga foi subdividido de acordo com o volume de aproveitamento de potenciais hidráulicos. Este mesmo instrumento legal criou a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), autorizando a sua atuação tanto no mercado regulado quanto no livre à sua conta e risco. Assim, a partir de 1995 o setor elétrico passou a contar com três espécies de geradores de energia elétrica: o prestador de serviço público; o produtor independente de energia elétrica; o autoprodutor. A Resolução Normativa n. 876/2020 da ANEEL regulamenta os requisitos e procedimentos da outorga de fontes renováveis de energia elétrica e define um novo agente gerador a Central Geradora com capacidade instalada reduzida de fontes alternativas de energia.

A Lei 9.074/95 estabeleceu, ainda, que serão outorgados por meio concessão o aproveitamento de potenciais de energia hidráulica com potência superior à 50 MW, destinado à execução de serviço público, à produção independente e ao uso exclusivo de autoprodutor.

Por objeto de autorização, termelétricas de potência superior à 5 MW, destinado à autoprodução e produção independente; aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior à 5 MW e inferior à 50 MW, destinado à autoprodução e produção independente.

Com um simples comunicado, dispensado de concessão, permissão e autorização, o aproveitamento de potenciais hidráulicos e usinas termelétricas com potência igual ou inferior à 5 MW<sup>187</sup>.

Outras modalidades de geração de energia, embora vinculadas à Distribuição, são os micro e minigeradores no âmbito da geração distribuída<sup>188</sup>. A microgeração distribuída corresponde às centrais geradoras com potência instalada inferior ou igual à 75 kW, e a minigeração distribuída às

---

<sup>185</sup> BLANCHET, Luiz Alberto: **O serviço público de energia elétrica e o desenvolvimento: a sustentabilidade energética**. In: GONÇALVES, Oksandro; FOLLONI, André; SANTANO, Ana Cláudia (Coord.). **Direito econômico & socioambiental: por interconexões entre o desenvolvimento e a sustentabilidade** – Anais do Seminário de Integração do Programa de Pós-Graduação em Direito da Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Curitiba: Ítala, 2016. p. 53.

<sup>186</sup> Lei 9.074/95 art. 4º.

<sup>187</sup> Lei 9.074/95 art. 8º.

<sup>188</sup> REN 482/2012.

centrais geradoras com potência instalada de 75 kW à 5 MW. Nos dois casos podem ser de cogeração qualificada<sup>189</sup> ou fontes renováveis de energia elétrica.

#### 2.5.9 Transmissão e o sistema interligado nacional

A transmissão de energia elétrica é um subsetor do setor elétrico, responsável pelo transporte da energia do gerador ao consumidor. É organizado em quatro subsistemas: sul; sudeste e centro-oeste; norte e; nordeste, conforme a figura abaixo:

---

<sup>189</sup> REN 235/2006

Figura 5: subsistemas do Sistema Interligado Nacional.

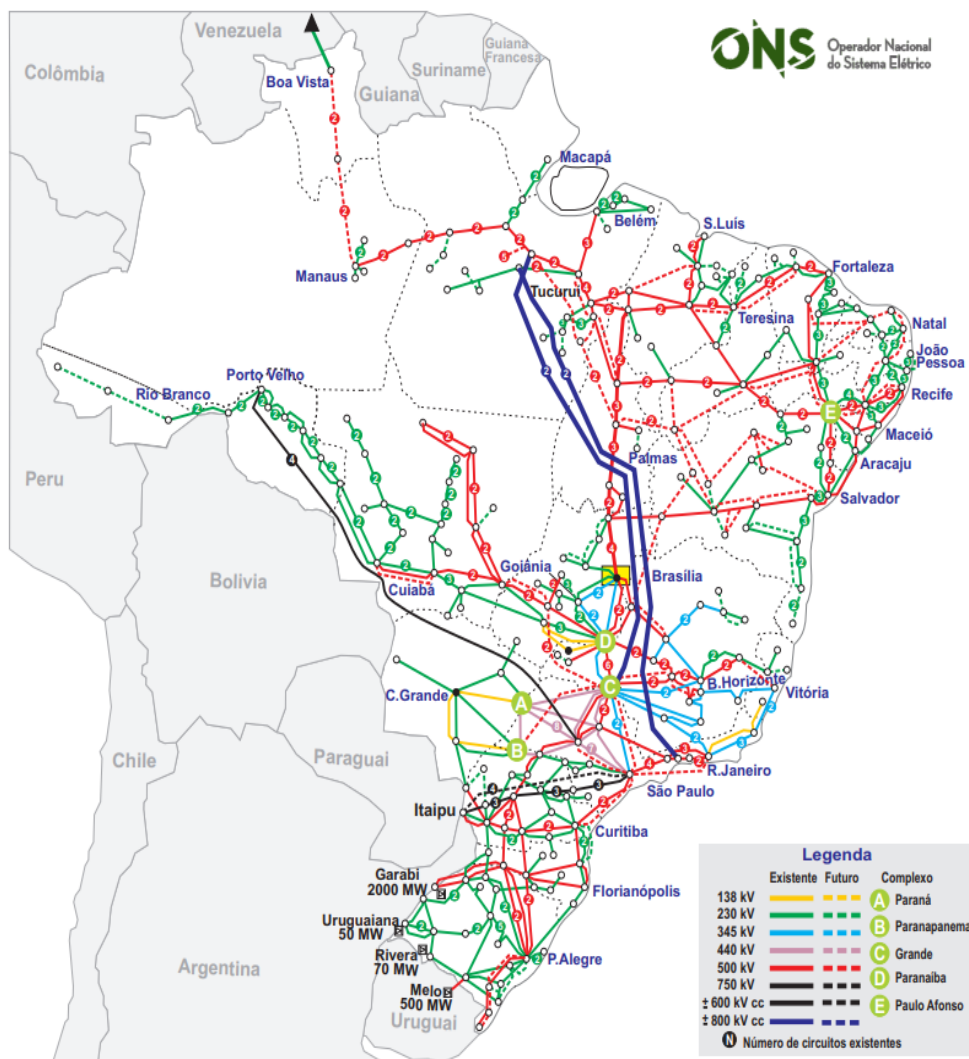


fonte: ANEEL, 2020.

Apesar de pertencer ao subsistema norte, parte dos estados da Amazônia, Roraima, Paraíba, Rondônia, Acre e Amapá, possui regiões ainda não interligadas ao SIN, necessitando de rede e geração própria, denominados de “sistemas isolados”, subsidiados por encargos setoriais que compõem o custo da tarifa de energia elétrica.

A figura abaixo representa o atual sistema de transmissão e a projeção de novas linhas previstas para 2024:

Figura 6: conexões previstas para 2024.



fonte: Aneel, 2020.

Com base no mapa acima é possível notar que, principalmente no subsistema norte, há uma grande vazia de linhas de transmissão, sendo suportado pelos sistemas não interligados. Poder-se-ia, a princípio, concluir que as linhas não interligadas sejam mais econômicas e atendam às necessidades locais, evitando o investimento de extensas linhas de transmissão passando através das grandes áreas florestais com seus respectivos impactos ambientais e reparações fundiárias, porém, o isolamento da rede nessas regiões inviabiliza o controle mais eficiente da carga, sujeitando a população local a apagões como o ocorrido no estado do Amapá em 2020.

O objetivo de criação de um sistema interligado nacional é a de transportar energia elétrica por longas distâncias e utilizar as linhas de transmissão como mecanismo de segurança do sistema. Quanto maior a malha de transmissão mais opções os gestores possuem para desviar o fluxo de energia para outra linha, permitindo manutenções sem o corte da energia elétrica. Outro objetivo possui relação com o baixo nível de água nos reservatórios, decorrente de longos períodos de estiagem que atingem de forma desigual o território brasileiro. Assim um subsistema pode repassar a energia a outro até a normalização da situação hídrica, como é o caso do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

A Lei n. 9.648/98 definiu que a utilização dos sistemas de transmissão e distribuição deve ser realizada separadamente ao contrato de compra e venda, sendo que a rede de distribuição é subdividida em rede básica e rede de distribuição<sup>190</sup>.

Somente a rede básica integra o SIN e está sujeita ao controle do ONS. Segundo a Resolução Normativa da ANEEL n. 67/2004, a rede básica é composta por:

- a) linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior à 230k;
- b) transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV, e tensão secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário.

Por se tratar de um serviço público sujeito ao monopólio estatal a remuneração pelo serviço de transporte de energia elétrica ocorre pelo pagamento da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão<sup>191</sup> (TUST).

A rede de distribuição está sujeita à distribuidora regional, responsável por diminuir a tensão da energia elétrica ao consumidor final, através de subestações que reduzem a tensão<sup>192</sup> para a faixa de 1 kv à 35 kv, e pelos postos de transformação que abaixam a tensão nominal em um

---

<sup>190</sup> PIZETTA, Evandro Gonçalves: **Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos polos industriais como fator de competitividade** / E. G. Piazeta. – São Paulo, 2009. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, p. 22/23.

<sup>191</sup> Resolução Normativa ANEEL N. 559/13.

<sup>192</sup> BARROS, Benjamin Ferreira de: **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. – 1ª ed. – São Paulo: Érica, 2014, p. 28.

valor igual ou inferior à 1kv no momento em que chegam às unidades consumidoras. O pagamento pela utilização da rede de distribuição ocorre através da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que é calculada em R\$/MWh ou R\$/kW<sup>193</sup>.

O caminho da energia elétrica ao sair da geradora até chegar à unidade consumidora passa por dois sistemas conectados: a rede básica de transmissão, que é responsável por transportar a energia elétrica de alta tensão por grandes distâncias, e a rede de distribuição, que diminui a tensão e ajusta a frequência para o perfil de consumo.

Tão importante quanto investir em geração de energia elétrica para a expansão do sistema, é o aumento de linhas de transmissão. É possível considerar que a transmissão seja uma extensão da geração, uma vez que sem a correspondente conexão a energia elétrica não chega ao consumidor final.

#### 2.5.10 O modelo de financiamento da Expansão do Sistema Elétrico

A expansão do sistema elétrico brasileiro é determinada pelos estudos da EPE, que anualmente publica o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) contendo a previsão de demanda e consumo para os 10 anos seguintes e a previsão dos respectivos investimentos. O objetivo é dar sinais para o mercado sobre as estratégias que serão adotadas pelo governo. Trata-se de um planejamento de carga instalada<sup>194</sup> vinculada ao SIN, contendo várias informações setoriais de diversas fontes de energia e novas linhas de transmissão com as respectivas previsões de licitação e leilões para os novos empreendimentos<sup>195</sup>.

O PDE analisa aspectos sociais, demográficos e econômicos, sendo que o PDE 2030 previu um crescimento médio do PIB<sup>196</sup> em 2,9% a.a<sup>197</sup> e um crescimento de consumo de energia

---

<sup>193</sup> Resolução Normativa ANEEL N. 414/10.

<sup>194</sup> Somatório da capacidade máxima das turbinas instaladas.

<sup>195</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiomno, *op. cit.*, p. 83.

<sup>196</sup> Valor médio de um período de 10 anos.

<sup>197</sup> Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf) acesso 02 abr. 2021, p. 16.

elétrica nos primeiros anos, a partir de 2020, de 1,8% a.a.<sup>198</sup>. A 1ª Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética aponta que haverá um crescimento de 3,2% em relação ao ano anterior<sup>199</sup>.

A partir dos indicativos do PDE são organizados os leilões de energia. A relação dos leilões com o PDE decorre do fato que a expansão do setor elétrico é custeada exclusivamente pelo consumidor cativo.

A expansão é viável no Brasil em virtude da adoção do sistema *project finance*<sup>200</sup> ou *Power Purchase Agreement*, no qual as distribuidoras adquirem cotas de fornecimento de energia elétrica através dos leilões de energia nova das usinas, esses contratos celebrados entre as geradoras e as distribuidoras são utilizados como garantia para financiamentos como por exemplo as linhas de crédito do BNDES<sup>201</sup>. Assim, antes mesmo de terem iniciado as obras de construção do empreendimento, já se tem ajustado contratos de venda de energia por prazos de até 30 anos.

O desenho do mercado regulado dispõe de mecanismos que permitem a expansão do parque de geração através da aquisição de montantes de energia elétrica de produção futura, com prazos de carência entre 5 e 6 anos para a efetiva operação e início da produção. Com esses contratos o gerador, que a princípio possui apenas uma outorga de uso do potencial de energia hidráulica, consegue obter linha de crédito no BNDES para a construção do empreendimento e pagar o financiamento com a receita oriunda do pagamento dos respectivos CCEARs. Esse modelo foi bastante criticado pela CP33 e apresentado nos resultados do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, por implicar em uma espécie de subsídio cruzado, situação em que o consumidor livre (que não contribui para a expansão do sistema) usufrui dos mesmos benefícios que o consumidor cativo sem qualquer tipo de encargo.

---

<sup>198</sup> Disponível em [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf) acesso 02 abr. 2021, p. 22.

<sup>199</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_661949&\\_afLoop=16184170111610&\\_adf.ctrl-state=o8t9cq7pv\\_54#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE\\_661949%26\\_afLoop%3D16184170111610%26\\_adf.ctrl-state%3Do8t9cq7pv\\_58](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_661949&_afLoop=16184170111610&_adf.ctrl-state=o8t9cq7pv_54#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_661949%26_afLoop%3D16184170111610%26_adf.ctrl-state%3Do8t9cq7pv_58) acesso 03 abr. 2021.

<sup>200</sup> Financiamento de projetos.

<sup>201</sup> OLIVEIRA, Adilson de: **Setor elétrico brasileiro: Estado e mercado**. Rio de Janeiro: Synergia: FG Energia, 2017, p. 69/75.

Inobstante as críticas esse modelo tem sido bem sucedido em viabilizar novos empreendimentos de energia nova, aumentando a capacidade instalada do SIN e garantindo o suprimento de energia elétrica no mercado cativo.

Esses leilões de energia nova são acompanhados de um processo licitatório de transmissão da rede básica para o transporte da energia elétrica a ser gerada<sup>202</sup>.

Pelo fato de sujeitar-se ao monopólio estatal, a expansão da transmissão requer uma forma de financiamento distinto da geração, sendo diretamente subsidiado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) com a participação do sistema ELETROBRÁS que pode atuar de forma direta ou promover o repasse de investimento aos novos empreendimentos.

A expansão das linhas de transmissão se dá através de projetos definidos pela ANEEL, cujo vínculo ocorre por um contrato de concessão. O empreendimento também pode ser financiado pelo BNDES.

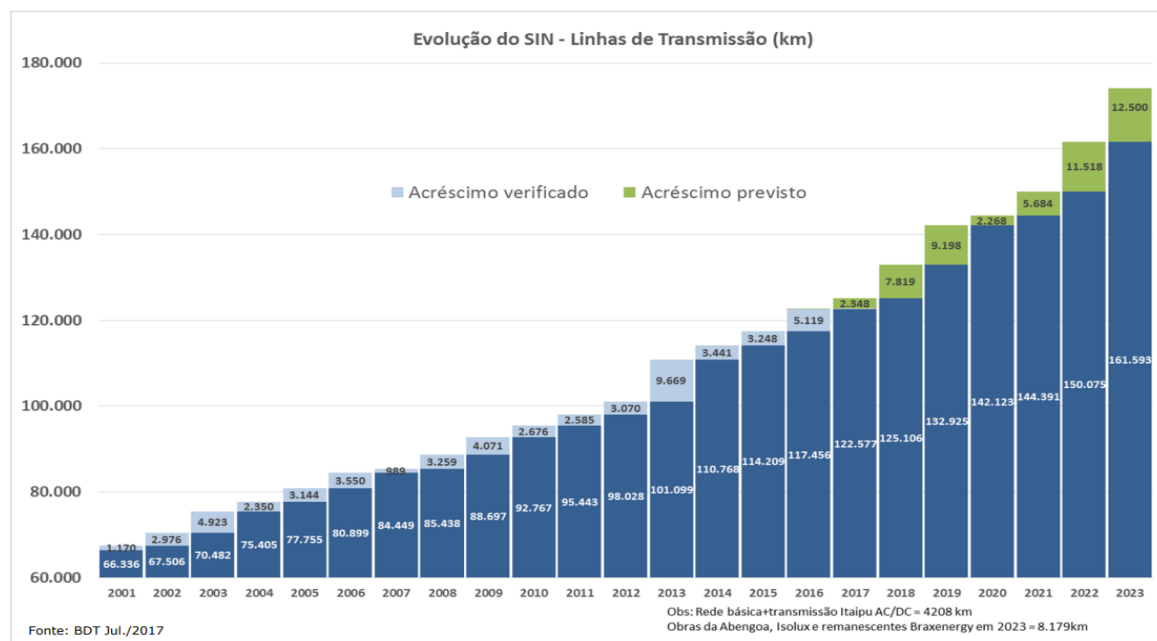
O ONS apresentou um levantamento do crescimento da extensão de km em linhas básicas a partir de 2001, projetando-a até 2023, conforme o gráfico abaixo:

---

<sup>202</sup> Decreto n. 5.163/04, art. 19, inc. V.



Gráfico 1: projeção da expansão das linhas de transmissão até 2023.



fonte: ONS, 2020.

Para uma noção mais clara da grandeza da extensão do SIN, conforme a projeção de 2021, se as linhas de transmissão fossem colocadas em linha reta seria possível envolver o planeta 12 vezes, tamanha a trama da rede elétrica brasileira.

O fornecimento de energia elétrica pressupõe segurança e robustez do sistema, que demanda considerável investimento em infraestrutura de geração e transmissão de energia. A transmissão por sujeitar-se a um regime monopolista estatal confere uso comum da rede de transmissão tanto pelo ACR quanto pelo ACL.

Com a edição da MP n. 998/2020, convertida na Lei n. 14.120/2021, trouxe maior racionalidade e equilíbrio em relação ao pagamento de encargos sociais, antes concentrados na fatura de energia elétrica. O que se entende por injusto, uma vez que o consumidor livre também usufrui dos benefícios da expansão do Sistema Interligado Nacional. A partir da edição da Lei, uma das fontes de custeio da CDE passou a integrar a formação do custo da tarifa de uso dos sistemas

de transmissão ou de distribuição, abrangendo qualquer agente que utilize de redes de transmissão e extinguindo a aplicação do custo na tarifa de energia elétrica.

A fonte de custeio da expansão do setor elétrico tem sido objeto de estudos por parte do governo no sentido de abranger todos os consumidores de energia elétrica. Tal é a importância e reflexos da medida que tem consequências na segurança e estabilidade do sistema, para evitar que crises energéticas voltem a ocorrer como o apagão de 2001, e consequências na formulação do preço da energia nos três ambientes de comercialização.

Há um indicativo que a precificação da energia elétrica baseada no custo marginal de operação seja sucedida pelo custo marginal de expansão<sup>203</sup>, ainda há muito o que se avançar nesse sentido, mas o entendimento de que a expansão do setor elétrico trata de um bem comum deverá resultar em um modelo de custeio comum entre todos os usuários.

Tal modelo poderá dispor de instrumentos financeiros como o Power Purchase Agreement através de linhas de crédito do próprio BNDES ou de instituições financeiras que captem recursos do mercado financeiro. Uma bolsa de energia pode organizar um mercado de opções para viabilizar novos empreendimentos.

## 2.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

A construção do Setor Elétrico Brasileiro foi um processo lento e desafiador. A maior riqueza energética do país, os recursos hídricos, tornou-se há algum tempo o maior risco para o setor. O aprendizado deixado pela crise energética de 2001 modificou profundamente a estrutura energética do país.

Passados 20 anos essas medidas demonstraram-se bem sucedidas, viabilizando decisões intersetoriais com planejamento centralizado e fonte de financiamento próprio através dos encargos setoriais trazendo receita para os investimentos necessários. Corrigiu algumas distorções deixadas pela onda privatizante da década de 90, inaugurando um sistema híbrido público-privado. A

---

<sup>203</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/formacao-de-precos.pdf> acesso em 22 mai. 2021.

competição entre o ACL e o ACR permitiu o aperfeiçoamento do mercado de energia trazendo novas perspectivas ao novo modelo em discussão.

O relatório do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico sinalizou que o mercado livre terá grande protagonismo no novo modelo que se desenha, equilibrando a distorção do subsídio cruzado dos encargos setoriais que recaiam sobre o mercado cativo. Com medidas em andamento como a portaria 465/2019, que gradativamente diminuiu as exigências de carga para o ingresso no ACL, cada vez mais diminuirá a dependência dos consumidores do ACR, expondo um grande número de novos consumidores ao risco financeiro inerente à liberdade de escolha de fornecedores. A mudança de regime jurídico nas relações, de público para privado, repercutirá em maior protagonismo ao consumidor na gestão de seu planejamento energético, bem como há indícios de surgimento de novos serviços vinculados ao fornecimento de energia, sendo a criação de uma bolsa de energia uma delas.

Conclui-se também que o mercado de curto prazo fundamental para o suprimento do sistema, onde se equilibram a carga inserida no sistema e o seu respectivo consumo, também admita operações financeiras oriundas de uma bolsa de energia com a finalidade de proteção aos agentes da volatilidade do preço do PLD. Com a introdução do PLD horário há maior aderência do preço com o CMO da produção de 1MW/h, contribuindo para a criação de um mercado de curto prazo de operações financeiras diária ou horária para estimular a compra e venda de CCEALs no mercado de curto prazo da CCEE.

O mercado financeiro também pode auxiliar na expansão do setor elétrico nos segmentos de geração e transmissão, utilizando o modelo de *project finance* para novos empreendimentos.

O segundo modelo energético encontra-se em fase de transição tendente a ser digitalizado, descarbonizado, descentralizado e democrático (4D segundo DAVID<sup>204</sup>). Discussões como a neutralidade regulatória de novas tecnologias, fontes energéticas limpas de carbono, operações disruptivas descentralizadas, maior proatividade de consumidores na sua gestão energética e a criação de novos serviços ancilares são temas relativos à Modernização do Setor Elétrico, que possui como um dos objetivos principais a ampla abertura do mercado livre.

A análise do atual sistema, já em transição, para o novo modelo é fundamental para compreender as mudanças propostas que serão analisadas no próximo capítulo.

---

<sup>204</sup> DAVID, Solange Mendes Gerado Ragazi *op. cit.* p. 12.

### 3 MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E A ABERTURA DO MERCADO LIVRE

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O marco teórico a ser utilizado neste capítulo são os relatórios do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico. Trata da reunião de relatórios de 17 grupos temáticos organizados pelo MME envolvendo servidores de diversas entidades do setor elétrico com contribuições da sociedade civil e universidades.

Dividido em vários temas apontados na consulta públicas 21 de 2016, com o objetivo de aperfeiçoamento do setor elétrico com temas interrelacionados ou dependentes entre si.

Como será demonstrado a abertura do mercado livre é um dos principais objetivos do pacote de reformas que se estrutura. O primeiro item trata da Portaria 465/2019, que gradualmente diminuiu a exigência de carga instada mínima para 500kW, até 2023, para o ingresso de consumidores livre no ACL. Tal medida não afeta o consumidor de baixa tensão<sup>205</sup>, pois mesmo tendo diminuído a exigência de carga, ainda se restringe a uma faixa de consumidores considerados de alta tensão. Esse mesmo dispositivo estabeleceu prazo para a ANEEL e a CCEE apresentar estudo que permita o ingresso do consumidor de baixa tensão no mercado livre a partir de 2024.

A análise da Portaria 514/2018 foi realizada à luz dos estudos promovidos pelo GT da Modernização do Setor Elétrico, analisando o relatório de alguns grupos temático afetos ao objetivo trabalho. O estudo da abertura do mercado livre sob a perspectiva das mudanças institucionais baseadas nos relatórios dos órgãos que cumprem a fiscalização, planejamento e coordenação do setor elétrico viabilizam resultados mais próximos do modelo em construção.

A criação de uma bolsa de energia é um dos serviços ancilares sugerida por mais de um grupo temático para afastar os riscos financeiros inerentes ao crescimento do mercado livre. Porém a contribuição desses estudos esgota-se apenas na sugestão de criação. Não especificam de que forma seriam implementados e como especificamente poderiam contribuir com a robustez

---

<sup>205</sup> Considerados consumidores residenciais ou outra categoria que tenha baixo consumo de energia.

financeira do mercado de energia. O funcionamento do mercado financeiro e as operações afins ao setor elétrico serão apresentados no quarto capítulo.

No presente capítulo serão analisadas as medidas que serão implementadas para dar suporte à abertura do mercado livre, os temas afins e os relacionados à criação uma bolsa de energia com base nas propostas do GT de Modernização do Setor Elétrico.

Um dos aspectos abordados trata da neutralidade do marco regulatório que se refere à necessidade do ordenamento jurídico permitir a espontânea utilização de novas tecnologias sem a obrigatoriedade de uma autorização legal prévia. A norma poderia estabelecer metas e objetivos sem identificar qual tecnologia deverá ser utilizada. Essa autorização disruptiva de utilização de novas tecnologias inclui modelos de gestão, necessários para o funcionamento da infraestrutura ofertada por uma bolsa de energia. Além de alternativas relacionadas com os requisitos do sistema como no mercado de curto prazo. A utilização de novos modelos de geração como hidrogênio e baterias, poderiam permitir o uso de operações financeiras como a arbitragem<sup>206</sup> para diminuir o preço do PLD horário em períodos de pico.

O PLD horário já implementado desde 2021 é considerado como um avanço na Modernização do Setor Elétrico, aprimorando a gestão de risco e a adoção de estratégias em relação à precificação da energia no curto prazo, viabilizando outras modificações como a separação do lastro e energia, a utilização de um modelo de despacho por oferta e a adoção de operações financeiras de uma bolsa de energia no curto prazo.

Foram analisadas as espécies de contrato existentes no ACL cujas especificidades dependem de: fonte; carga e registro. Tais distinções justificam-se em virtude da existência de subsídio relativo à fonte renovável e carga, ou da transferência de contratos já registrados e cedidos a outros agentes. A pertinência da apresentação desses contratos possui relação com a precificação e o período de registro na CCEE. Tais informações são importantes para a análise das possibilidades de operações financeiras correspondentes aos mercados de uma bolsa de energia. A precificação da energia é um elemento importante na tomada de decisão dos agentes. A concepção de transparência de uma bolsa traria outra racionalidade às negociações no ACL.

---

<sup>206</sup> A arbitragem é a prática da aquisição de um mesmo insumo em dois mercados diferentes, com o objetivo de diminuir a diferença de preço do insumo entre esses dois mercados.

O presente capítulo pretende destacar as mudanças que apresentem reflexos na criação de uma bolsa de energia, visto que a modificação do modelo trará novos institutos que aperfeiçoarão o sistema contribuindo para a sua versatilidade.

### 3.2 PORTARIA 514/18 – A ABERTURA DO MERCADO LIVRE ALTERADA PELA PORTARIA 465/2019

A Lei 9.074/95, ao instituir o mercado livre de energia, tinha por objetivo garantir expansão, robustez e segurança do setor elétrico, permitindo a coexistência e competição entre dois ambientes de comercialização: um regulado e outro livre<sup>207</sup>. Pretendeu-se criar um mercado que permitisse o aprimoramento de todo o sistema, conjugando-se o melhor de dois mundos.

Mas a inserção de um ambiente livre de comercialização, necessariamente, deveria passar por um período de transição antes de compreender todo o setor. O legislador à época optou por permitir apenas aos consumidores com carga de energia superior ou igual a 3 MW o ingresso nesse ambiente de comercialização. Tal exigência permitiu o acesso ao mercado livre de energia somente a grandes consumidores, representando uma pequena parcela de unidades consumidoras no âmbito nacional.

Somente após transcorridos 24 anos de sua criação ocorreu, de fato, a abertura do mercado livre. O MME, por meio da Portaria n. 514/2018<sup>208</sup>, foi o responsável por diminuir gradualmente as barreiras de ingresso no mercado livre para que, a partir de 01/01/2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 KW passem a ter acesso ao ACL. Apesar do curto período de transição de abertura desde a edição da Portaria, o acesso ao ACL ainda estará restrito aos consumidores de alta tensão, característico de unidades industriais com necessidade de grande carga de energia e atendidos pela rede básica. Os consumidores de baixa tensão, atendidos pela rede de distribuição, compostos por consumidores residenciais e comerciais, ainda não terão acesso ao mercado livre.

Não obstante a existência de referida restrição, a Portaria 465/2019 estabeleceu que, até janeiro de 2024, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar medidas para viabilizar o ingresso de

---

<sup>207</sup> TOLMASQUIM, Maurício Tiommo, *op. cit.*, p. 55/14.

<sup>208</sup> Alterada pela Portaria n. 465/2019.

consumidores com carga inferior à 500 kW no mercado livre, permitindo o atendimento e a participação desses consumidores a partir dessa data.

O objetivo é promover a liberalização do mercado, para que um maior número de consumidores tenha acesso aos diversos fornecedores de energia elétrica, com a opção de migrar do mercado cativo, sujeito ao monopólio regional, aos produtos e serviços decorrentes da livre iniciativa. A possibilidade de escolha entre os mercados cativo e livre, em conjunto com outras medidas regulatórias e legais, promoverá uma nova fase do setor elétrico, prestigiando a utilização de novas tecnologias e fontes de energia, além do empoderamento do consumidor<sup>209</sup>, o qual deverá assumir maior protagonismo em relação à escolha de seu fornecedor e estimulará a inclusão de novos serviços de acordo com as novas necessidades.

Em contrapartida, o consumidor, ao migrar para o mercado livre, estará sujeito a riscos de liquidez dos contratos, cartelização de preços<sup>210</sup> e, até mesmo, ao aumento de preços. Para fazer frente a essa nova conjuntura, os órgãos de controle do setor elétrico deverão desenvolver mecanismos que garantam a liquidez, a segurança do sistema e o livre mercado.

Segundo o relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, a abertura do mercado livre foi indicada como um dos seus principais objetivos, em conjunto com outras medidas necessárias, para fazer frente à essa aspiração da sociedade, identificada desde a consulta pública 21, ocorrida em 2016<sup>211</sup>. Tal abertura, segundo o relatório do GT, deverá ser acompanhada pela sustentabilidade da expansão do setor e eficiência na alocação dos custos riscos. A Portaria 465/2019 foi um passo determinante para dar impulso às demais medidas necessárias para aprimorar o segmento e ajustar o financiamento do setor elétrico, cujo valor recaía, exclusivamente, sobre o consumidor cativo. Outras medida concomitantes foram adotadas, a exemplo da implementação, em 2021, do PLD horário, o qual aprimorou a precificação da energia elétrica no MCP; e a Medida Provisória n. 998/2020, convertida na Lei 14.120/2021, que aperfeiçoou a destinação dos investimentos em pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética, autorizou

---

<sup>209</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi *op. cit.* p. 123.

<sup>210</sup> SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro: **Regulação e concorrência nos setores de infraestrutura: análise do caso brasileiro à luz da jurisprudência do CADE** – Tese (doutorado) – Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo – São Paulo, 2012, p. 49.

<sup>211</sup> Disponível em [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/sumario-executivo\\_relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico-sumario-executivo\\_v2.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/sumario-executivo_relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico-sumario-executivo_v2.pdf) acesso em 04 abr. 2021.

a descontração de montantes dos CCEARs, rateou os custos de contratação de reserva de capacidade entre todos os consumidores finais vinculados ao SIN, implementou a comercialização no varejo dentro do ACL.

Há uma expectativa de migração massiva do mercado cativo para o mercado livre<sup>212</sup>, o que implica em uma mudança de papéis dos órgãos de controle, especialmente por parte da ANEEL e da CCEE, por um argumento muito simples: mesmo sendo denominado de “mercado livre”, o ACL ainda é uma atividade econômica altamente regulada e regulamentada. Segundo o atual modelo, dois segmentos do setor elétrico não se sujeitam ao monopólio estatal: a geração e a comercialização.

É possível questionar se a geração pode ser considerada uma atividade essencialmente livre em virtude do alcance do despacho do ONS. Uma usina geradora vinculada ao SIN não possui autonomia para o seu acionamento ou desligamento, sujeitando-se ao despacho do ONS, que considera elementos distintos ao aspecto econômico ou mercadológico de inserção de energia no sistema. Assim, a efetiva produção do gerador de energia elétrica está condicionada a fatores alheios à sua vontade do proprietário da usina geradora.

Do mesmo modo, o mercado livre de energia está sujeito à regulamentação do MME e à regulação da ANEEL, os quais estabelecem as regras e diretrizes da operação, bem como os requisitos de negociação da energia elétrica. A própria Portaria 465/2019 limita a participação de agentes no mercado livre, condicionando o seu ingresso a uma quantidade mínima de carga, além das regras de registro de CCEALs na CCEE.

A expansão do mercado livre implicará numa mudança na relação entre os consumidores e fornecedores de energia elétrica, de pública para privada, resultando em novos desafios relativos ao controle estatal sobre o mercado.

A regulação estatal em setores de atividades econômicas tem como consequência restringir e condicionar a liberdade dos agentes de mercado, a fim de evitar perdas de bem-estar social de valores constitucionalmente consagrados, seja através da prevenção ou da repressão de práticas anticompetitivas<sup>213</sup>. Tal regulação se deve, principalmente, em relação às atividades que

---

<sup>212</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/sustentabilidade-da-distribuicao.pdf> acesso em 04 abr. 2021.

<sup>213</sup> SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro, *op. cit.*, p. 22.



tenham como objetivo a oferta de bens e serviços relativos a valores juridicamente tutelados, como a dignidade da pessoa humana, saúde pública, liberdade de locomoção ou, até mesmo, oferecimento de atividades relativas à utilidade ou comodidade material oferecidos à coletividade<sup>214</sup>.

Um comportamento de mercado a ser combatido é o abuso de poder econômico, conforme dispõe o comando constitucional do artigo 173, §4º, uma vez que, apesar da ordem econômica buscar a livre concorrência, tem-se como premissa que o poder econômico dita as regras de mercado, e não os interesses do consumidor<sup>215</sup>. A capacidade instalada é o limite de produção de energia no país, o que enfatiza a escassez do insumo. Tal situação adquire contornos ainda mais acentuados quando ocorrem situações de longos períodos de estiagem, diminuindo a oferta de energia. Em momentos de crise hídrica, há risco de abuso de poder econômico em um mercado livre. Medidas protetivas devem ser adotadas pela ANEEL para condutas que tragam malefícios sociais.

Além do abuso de poder econômico, existem outros reflexos, como o apresentado por PAUL JOSKOW<sup>216</sup>, que critica uma abertura integral para todos os consumidores, pois poderia trazer mais problemas que soluções, principalmente ao pequeno consumidor, o qual passaria a sujeitar-se a custos de transação não contemplados no mercado cativo, tornando ainda mais caro o preço da energia.

HATTORI e TUTSUI<sup>217</sup> analisaram 19 países pertencentes à OCDE, concluindo que um mercado livre tende a reduzir preços a consumidores industriais em detrimento de pequenos consumidores. Naturalmente ocorrem segregações dentro do mercado livre, em que maiores consumidores possuem melhores serviços a preços mais baixos, por outro lado, consumidores de baixa carga tendem a ter menos opções de produtos a preços mais altos.

---

<sup>214</sup> MELLO, Celso Antônio Bandeira de: **Curso de direito administrativo**. 32ª ed., São Paulo, Editora: Malheiros Editores Ltda, 2015, p. 695.

<sup>215</sup> GRAU, Eros Roberto: **A ordem econômica na Constituição de 1988**. 3ª Edição, São Paulo, Editora: Malheiros Editores Ltda, 1997, p. 231.

<sup>216</sup> JOSKOW, Paul L.: **Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electricity sector**. The Journal of Economic Perspectives. Vol. 11, n. 3, p. 119-138.

<sup>217</sup> HATTORI, Toru. TUTSUI, Miki: **Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries**. Energy Policy, n. 32, 2004, p. 823-832.

Com a abertura do mercado livre de energia outras situações passarão a ser enfrentadas em escalas ainda maiores, como o problema da liquidez dos contratos que, por sua vez, será enfrentado em tópico específico.

### 3.3 FUTURO MODELO DE ENERGIA ABORDADA PELO GT DA MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Desde a consulta pública 21, aberta em 05 de outubro de 2016, o governo e a sociedade civil têm discutido diversas formas de aprimorar o setor elétrico e a sua implantação. Reunindo todas as contribuições apresentadas na CP21<sup>218</sup>, o MME criou um grupo de trabalho<sup>219</sup> com o objetivo de aprimorar as propostas de modernização do setor elétrico. O grupo é formado por uma equipe interdisciplinar envolvendo membros do MME, ANEEL, CCEE, EPE, ONS, sociedade civil, associações e especialistas<sup>220</sup>. O resultado desse grupo de trabalho foi a entrega de 17 relatórios de grupos temáticos apurando as reformas necessárias para a modernização do setor elétrico, dividido em 14 grupos temáticos<sup>221</sup>:

1. formação de preços;
2. critério de suprimento;
3. sustentabilidade da distribuição;
4. sustentabilidade da transmissão;
5. processo de contratação;
6. desburocratização e melhoria de processos;
7. inserção de novas tecnologias;
8. lastro e energia;
9. mecanismo de realocação de energia (MRE);
10. abertura de mercado;

---

<sup>218</sup> Consulta Pública n. 21 promovida pelo MME em 05/10/2016, que tratou da colaboração da sociedade civil para a Modernização do Setor Elétrico.

<sup>219</sup> Portaria 187/2019 MME.

<sup>220</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao> acesso em 02 mar. 2021.

<sup>221</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao/relatorio-final> acesso em 02 mar. 2021.

11. alocação de custos e riscos;
12. racionalização de encargos e subsídios;
13. governança;
14. e sistemática de leilões.

O relatório de cada grupo temático apresentou propostas para cada assunto, apontando seus problemas e apresentando possíveis soluções aos desafios encontrados. O relatório compilado de todos os grupos temáticos promoveu a consolidação e o respectivo direcionamento dos trabalhos desenvolvidos. O resultado de toda essa pesquisa produziu diretrizes para as políticas a serem adotadas no setor elétrico, culminando em um plano de ação para a implementação dessas propostas<sup>222</sup>.

O enfoque inicial à modernização do setor elétrico surgiu da discussão do aumento do mercado livre de energia elétrica, sendo que, após os debates preliminares, a simples abertura do mercado traria repercussões negativas considerando o atual modelo institucional. A conclusão foi a de que era necessário proceder às mudanças antes da efetiva expansão do mercado. A sua viabilidade depende de transparência e regras bem estabelecidas para que os agentes possam bem escolher de quem comprar e a quem vender energia elétrica. Um dos pontos debatidos foi o de corrigir as distorções de preços e os subsídios cruzados. Era necessário que os agentes tivessem à sua disposição instrumentos apropriados para uma precificação adequada. Também era necessário que o agente do mercado livre participasse do rateio de investimento na expansão da infraestrutura para viabilizar a confiabilidade e segurança do sistema.

A compilação dos resultados dos 14 grupos temáticos identificou problemas comuns e permitiu estabelecer prioridades entre os diversos temas, sendo que o relatório apontou três desafios interrelacionados: financiabilidade; contratos legados; e transição elétrica<sup>223</sup>.

O primeiro desafio, que trata da financiabilidade do setor elétrico, o GT considerou que o mercado cativo é o grande responsável pela expansão do sistema elétrico através do pagamento

---

<sup>222</sup> Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico (CIM) disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/cim/o-que-e-cim> acesso em 02 mar. 2021.

<sup>223</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> acesso em 03 mar. 2021.

dos encargos setoriais embutidos na tarifa de energia elétrica e que o mercado livre estaria isento dessas contribuições de melhoria do sistema. Tal situação criou desequilíbrio no setor elétrico, em que apenas uma parcela dos usuários do sistema assume o ônus da manutenção e da expansão do setor, sendo que a outra parte apenas usufrui dos respectivos benefícios sem nenhuma contraprestação.

Caso essas distorções não fossem corrigidas, haveria risco de, após a abertura do mercado livre, ocorrer uma forte migração dos consumidores do mercado cativo para o mercado livre na busca de preços mais atrativos. Essa migração importaria na diminuição de receita para investimento no setor e no médio/longo prazo haveria risco de colapso do sistema, observando o fenômeno da espiral da morte<sup>224</sup>.

Outra consequência avaliada a respeito da migração do mercado cativo ao mercado livre foi a limitação dos investimentos na expansão da geração<sup>225</sup>, atualmente viabilizada pelos CCEARs. Em virtude da certeza de liquidez dos contratos pagos pelos consumidores cativos e do longo prazo de duração desses contratos, os CCEARs estimulam os agentes bancários e o mercado financeiro a realizarem empréstimos para a construção de seus empreendimentos.

Com a expectativa de grande migração dos consumidores cativos ao mercado livre, as distribuidoras ficarão desoneradas em adquirir grandes volumes de energia elétrica. A consequência dessa desoneração é a diminuição de leilões que viabilizam a construção de novas usinas.

A princípio os CCEALs não são tão atrativos para o investidor quanto os CCEARs em virtude de, em regra, não tratarem de contratos de longo prazo, possuindo maior risco de inadimplência por parte do consumidor, o que prejudica a garantia de financiamento através de *project finance*<sup>226</sup>. Consequentemente, um CCEAL não substitui um CCEAR como operação

---

<sup>224</sup> A espiral da morte é um fenômeno econômico, formulado pela experiência norte-americana, em que a migração de consumidores cativos ao mercado livre contribuíram para a falta de investimento na manutenção e expansão do setor elétrico. Tal falta de investimentos ocorreu porque o mercado cativo sustentava exclusivamente o sistema elétrico mediante a cobrança de taxas que não incidiam sobre o mercado livre. DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi *op. cit.* p. 138/141.

<sup>225</sup> Disponível <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> acesso em 10 abr. 2021.

<sup>226</sup> Trata de uma espécie de financiamento de execução de projetos, geralmente utilizados em empreendimentos de infraestrutura.

financeira de garantia, sendo que os riscos de cada espécie de contrato são diferentes e o agente de mútuo, avesso ao risco, poderá deixar de aplicar seu capital em novos empreendimentos sem uma adequada garantia de solvência de pagamento.

Será necessário apurar novas formas de financiabilidade da expansão para que os bancos e o mercado de capitais continuem investindo em novos empreendimentos do setor elétrico com a adequada solvência dos pagamentos e o resultado esperado do capital empregado. Uma sugestão de resolução apresentada pelo GT foi a separação do lastro e energia, para criar um novo mercado de energia firme que, a princípio, viabilizaria o investimento em novos empreendimentos de geração<sup>227</sup>.

O segundo desafio apontado pelo GT são os contratos legados, que tratam do excedente de energia elétrica contratada pelas distribuidoras após a migração do consumidor cativo ao mercado livre. Os CCEARs são contratos de longo prazo, superiores a 30 anos, decorrentes da obrigatoriedade das distribuidoras contratarem 100% da demanda, com o fim de dar atendimento à sua área de competência. Além de suprir o mercado cativo, os CCEARs são utilizados como instrumentos financeiros de garantia para financiamento de novos empreendimentos de energia elétrica através de *project finance*. Uma migração significativa para o mercado livre poderia comprometer o consumo da energia no ACR, repercutindo em sobrecontratação das distribuidoras, sendo que essas diferenças financeiras recairiam sobre os consumidores cativos remanescentes. O GT tem estudado uma forma de manter a segurança jurídica desses contratos para que se evite a judicialização durante o processo.

O último desafio apontado pelo estudo trata da transição energética. Desde o primeiro modelo energético houve uma grande mudança na matriz energética, a qual, inicialmente, era predominantemente hídrica e, atualmente, conta com diversas fontes térmicas e renováveis e uma correspondente profusão regulatória. O obstáculo identificado refere-se à mudança da matriz energética, às novas tecnologias e o descompasso do sistema regulatório em relação à nova realidade. Esse descompasso gerou distorções na alocação de custos e riscos no setor. A proposta de modernização pretende tornar as regras setoriais tecnologicamente neutras para que, a cada

---

<sup>227</sup> Disponível <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> acesso em 10 abr. 2021.

inovação tecnológica, não sejam necessárias mudanças normativas. A transição energética será abordada no item 3.4.

As recomendações do GT renderam frutos com a edição da Portaria 465/2019 do MME, as quais estabeleceram cronograma para a expansão do mercado livre. A MP 998/2020, convertida na Lei 14.120/2021, trouxe uma série de aperfeiçoamentos ao setor com enfoque na mudança na fonte de custeio de alguns encargos setoriais.

O relatório do grupo temático de formação de preço sinaliza que existem estudos para implementação do preço por oferta, substituindo o modelo de precificação por custos que correspondem ao custo marginal de operação (CMO). A adoção da formação do preço por oferta de preço, segundo o estudo, traria maior eficiência econômica aos preços e melhor resposta da demanda à oferta, através de uma relação mais dinâmica e descentralizada entre os agentes do setor<sup>228</sup>.

A implementação da precificação por oferta repercutiria em um despacho por oferta, ou seja, no lugar de um despacho centralizado, os agentes fariam uma espécie de lances de energia no mercado *spot* (MCP) e os preços menores seriam despachados. Porém, o próprio estudo identifica alguns desafios a serem enfrentados para implementar tal mecanismo. Por exemplo, estabelecer uma forte regulamentação e mecanismos de monitoramento e controle sobre o mercado, a fim de evitar abusos de mercado por agentes detentores de maior poder econômico. Outro desafio é estabelecer um modelo que permita a coexistência entre o despacho de oferta de preço com o uso eficiente dos recursos hídricos e confiabilidade do suprimento energético.

Um dos objetivos almejados pelos estudos sobre a Modernização do Setor elétrico é a expansão do mercado livre. O relatório do grupo temático sobre a abertura do mercado identificou a existência de distorções da alocação de custos e riscos entre os ambientes de contratação, indicando a necessidade de implementar aprimoramentos como a melhoria na formação de preços, separação do lastro e energia, aprimoramento das garantias financeiras, simetria da informação e o problema da inadimplência no mercado livre. Sugeriu-se que a abertura do mercado de baixa tensão ocorra somente após a implementação desses aprimoramentos.

---

<sup>228</sup> Disponível <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> acesso em 14 abr. 2021.

O grupo temático sobre inserção de novas tecnologias identificou que o modelo normativo e regulatório atual impede a utilização de novas tecnologias na matriz energética. Nesse sentido sugeriu o aperfeiçoamento do modelo regulatório para que a implementação de novas tecnologias tenha neutralidade, com o objetivo de estimular a utilização de novos conceitos de negócios, novas fontes de energia e novos serviços, sem a necessidade de realizar alterações na legislação<sup>229</sup>.

A neutralidade das novas tecnologias no modelo regulatório é importante em virtude do crescimento exponencial tecnológico observado nos últimos tempos. Desde a implementação do segundo modelo energético surgiram novas formas de negócio, como a geração distribuída, que devido ao seu sucesso passou a gerar impactos significativos no equilíbrio financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras. As fontes renováveis, consideradas insignificantes à época da edição da Lei, tornaram-se grandes protagonistas no abastecimento do sistema. Novas tecnologias têm sido desenvolvidas no armazenamento de energia elétrica (como baterias com custo financeiro mais baixo, hidrelétricas reversíveis e o hidrogênio verde), em relação aos recursos energéticos distribuídos (geração distribuída, veículos elétricos, resposta da demanda e eficiência energética) e novos modelos de negócio têm sido discutidos (como *blockchain* lastreado em energia, bolsa de energia, mercado de lastro e mercado de energia, *green bonds*).

A produção normativa não evolui na mesma velocidade das inovações tecnológicas, portanto não poderia ser um entrave para a sua utilização. Há, inclusive, uma recomendação do GT para a neutralidade da legislação na inserção de novas tecnologias.

Outro relatório importante é o do grupo sobre a racionalização de encargos e subsídios, que analisam os custos de transação que produzem reflexos diretos no preço da energia elétrica. O grupo focou seus estudos especialmente nos subsídios custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o qual sugeriu restrições ao pagamento do benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica; extinção dos subsídios para Fontes Incentivadas; e extinção dos descontos do TUSD e do TUST para consumidores de fontes incentivadas.<sup>230</sup>

---

<sup>229</sup> Disponível <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> acesso em 15 abr. 2021.

<sup>230</sup> Disponível <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> acesso em 15 abr. 2021.

Além da extinção desses subsídios do CDE, previu a extinção automática e gradual da Conta Reserva Global de Reversão (RGR)<sup>231</sup> e do Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)<sup>232</sup>.

A extinção ou diminuição desses encargos setoriais diminuiriam o impacto nos preços de energia elétrica, trazendo mais racionalidade ao investimento em expansão e aprimorando o equilíbrio entre o ACL e o ACR.

Essas são as tendências de Modernização do Setor Elétrico que viabilizarão o aumento do mercado livre de energia, considerando as necessidades de segurança do sistema e o equilíbrio na competição entre os ambientes regulado e livre. A criação de uma bolsa de energia elétrica acoplada à uma câmara de compensação e liquidação traria maior segurança aos negócios realizados nos dois ambientes, além da criação de novos mercados, como o de lastro e energia, que promoverá a adequação da financiabilidade da geração em relação ao consumidor livre e cativo.

### 3.4 A TRANSIÇÃO PARA O NOVO MODELO DE MERCADO, AS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS E A NEUTRALIDADE DO REGULATÓRIA

Há um cuidado especial do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico em relação ao estímulo na utilização de novas tecnologias no setor. Novos produtos e serviços permitem melhores modelos de gestão e novas formas de geração de energia elétrica, sendo indesejável que o modelo normativo torne-se um obstáculo para sua implementação.

A definição da neutralidade da legislação em relação à tecnologia decorre do propósito de estimular a competição entre todas as tecnologias disponíveis, sem escolher uma preferencial, para alcançar metas baseadas em atributos sistêmicos<sup>233</sup>. A inserção de novas tecnologias, em geral, tem ocorrido através de programas de políticas públicas, criando ambientes que estimulem projetos específicos, como as fontes renováveis e a geração distribuída, as quais, em virtude de alguns esforços do governo e da criação de subsídios, tiveram alta performance de desenvolvimento. A

---

<sup>231</sup> Vencimento em 2035.

<sup>232</sup> Vencimento em 2024.

<sup>233</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/insercao-de-novas-tecnologias.pdf> acesso em 17 abr. 2021.



sugestão de um novo modelo abrange não só o aprimoramento de determinadas tecnologias selecionadas, mas o incentivo de outras formas de tecnologias que também melhorem o desempenho do sistema como um todo. Em essência, a neutralidade do sistema jurídico refere-se à implementação de metas com resultados precisos, porém sem identificar o meio o qual será atingido, como, por exemplo, o PROINFA, que estabeleceu meta de implantação de 3.300 MW de capacidade até 2004, apenas por fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa<sup>234</sup>. Observando-se a neutralidade legislativa, referida regulamentação poderia ter sido redigida no sentido de definir meta de implantação de energias renováveis em 3.300MW de capacidade até 2004, porém sem identificar quais fontes deveriam ser utilizadas.

A neutralidade busca preparar a regulação para o futuro, estruturando produtos e regras que estimulem a inovação de serviços através de qualquer recurso. Nesse sentido, busca-se remover barreiras regulatórias a novas tecnologias, a fim de viabilizar soluções para implementação de concorrência e eficiência no sistema<sup>235</sup>.

No relatório produzido pelo GT podem ser identificados quatro grupos de inovações tecnológicas: geração; transmissão; armazenamento de energia elétrica; operação do sistema<sup>236</sup>.

Em geração foram apontadas como novas tecnologias as usinas híbridas, eólicas offshore, e energia dos oceanos que, a princípio, possuem restrição de instalação em virtude de omissão de regulação ou dificuldade de obtenção de licenças ambientais. Cada fonte indicada pelo estudo possui um desafio específico relativo ao poder de polícia da administração.

Sobre as inovações em transmissão, foram considerados os obstáculos socioambientais e fundiários para a expansão do sistema de transmissão, tornando-se estratégico o planejamento da rede com capacidade operativa cada vez mais elevada, seja em corrente alternada ou corrente contínua, resultando em maior eficiência na transmissão da energia elétrica<sup>237</sup>. Levando em consideração a necessidade de maior eficiência no transporte da carga, foram identificadas inovações como elos de transmissão em corrente contínua com multiterminal, uso eficiente dos

---

<sup>234</sup> Lei 10.438/2002 art. 3º.

<sup>235</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/insercao-de-novas-tecnologias.pdf> acesso em 17 abr. 2021.

<sup>236</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/insercao-de-novas-tecnologias.pdf> acesso em 17 abr. 2021.

<sup>237</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/insercao-de-novas-tecnologias.pdf> acesso em 19 abr. 2021.

corredores de transmissão, linhas de transmissão subterrâneas em extra alta tensão e subestações compactas (GIS).

O armazenamento de energia elétrica também foi uma oportunidade identificada. Basicamente, a finalidade do armazenamento de energia possui relação com o momento de seu consumo, pois não se trata de inserção de energia no sistema, mas do aumento de potência nas horas de necessidade. Com o PLD horário, a utilização de baterias permite a realização de arbitragem, mitigando os riscos financeiros da flutuação horária de preços. Dentre as modalidades armazenamento de energia, foram identificadas as seguintes: usinas hidrelétricas reversíveis; baterias; e hidrogênio.

Para que haja sentido na implementação de sistemas de armazenamento é necessário identificar oportunidades, sendo que a comercialização de energia estocada teria maior aplicação no mercado de curto prazo, com a granularidade de preços em um mercado de capacidade. Assim, ainda há necessidade de algumas alterações normativas na modelagem institucional.

As inovações relativas à operação do sistema intercalam variantes de geração, transmissão e comercialização, com fortes características de gestão. A adoção de novos modelos de administração otimizada nas relações contratuais da cadeia de produção de energia tem sido objeto de esforços por parte do GT.

O aumento de eficiência na gestão energética implicaria na menor quantidade de energia inserida no sistema, maior racionalidade no consumo e na perspectiva da criação de novos serviços ancilares<sup>238</sup>. Os assuntos tratados no relatório foram: *blockchain* na indústria da energia; recursos energéticos distribuídos; arquitetura de dados e capacidade analítica; aprimoramento da previsibilidade da operação; apoio à decisão em tempo real; desempenho da rede; e planejamento da operação.

A necessidade de elaboração de um modelo energético neutro em relação às novas tecnologias refere-se à necessidade do governo promover reformas no setor elétrico que não impliquem em barreiras para a utilização de novas tecnologias, as quais evoluem em uma velocidade muito superior à produção normativa. O novo modelo deve apresentar sinais

---

<sup>238</sup> Serviços que não possuem relação direta com geração e transmissão de energia elétrica, porém fundamentais para o seu funcionamento.

econômicos indicando os requisitos necessários para promover a competição entre as diversas soluções para os problemas apresentados, sem prestigiar ou direcionar determinados modelos.

Uma crítica relevante do relatório do grupo temático sobre inserção de novas tecnologias foi a de que as alterações previstas para o mecanismo de contratação e expansão estão direcionadas apenas ao requisito de energia física, sendo que os requisitos de novas tecnologias é alcançado apenas de forma indireta<sup>239</sup>.

A necessidade de neutralidade do desenho estrutural energético está em permitir que produtos e serviços oriundos de uma bolsa de energia sejam criados conforme a necessidade de desafios apresentados como, por exemplo, a necessidade de investimento em expansão e os futuros problemas de iliquidez decorrentes da abertura do mercado livre.

### 3.5 PLD HORÁRIO E A PRECIFICAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO

O PLD horário, já tratado no item 2.5.7.3, foi um passo importante ao processo de implementação da Modernização do Setor Elétrico. Editado pela Portaria MME n. 301/2019, a qual permitiu dar sinais mais precisos aos agentes sobre o valor da energia elétrica no mercado de curto prazo.

O avanço da granularidade intradiária do preço do PLD no MCP, outrora semanal, permite melhores indicativos, considerando os horários de ponta e os horários fora de ponta aprimorando, na gestão de risco e na adoção de estratégias. Em conjunto com o aperfeiçoamento da precificação, outras medidas correlatas à granulação do PLD estão sendo analisadas pelo Comitê de Implementação do Setor Elétrico (CIM), como a formação de preços, a separação do lastro e energia e a abertura do mercado,

O Comitê de Implementação do Setor Elétrico (CIM) é um conselho composto por membros do MME, com o objetivo de auxiliar na implementação e aprimoramento dos resultados do GT da Modernização. São 15 frentes de atuação<sup>240</sup> que trabalham em cooperação com o CNPE,

---

<sup>239</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/insercao-de-novas-tecnologias.pdf> acesso em 19 abr. 2021.

<sup>240</sup> Disponível em <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-403-de-29-de-outubro-de-2019-224516297> acesso em 22 abr. 2021.

MME, ONS, CCEE, ANEEL, Ministérios, Congresso Nacional e a iniciativa privada representadas por entidades de classe.

O PLD horário repercute nos temas relativos à formação de preços, separação de lastro e energia e a abertura do mercado que, por sua vez, resultam na criação de um ambiente propício para a implementação de uma bolsa de energia. Cada um desses temas pressupõe reformas no modelo energético e produzem resultados distintos entre si, porém complementares e interrelacionados.

A formação de preço da energia possui relação com os estudos realizados através da mudança na forma de despacho por ordem de mérito, sendo objeto de estudos pelo CIM a utilização de despacho por oferta.

O despacho por ordem de mérito exige a atuação de um órgão centralizador, no caso o ONS, que através de um ato administrativo denominado despacho por ordem de mérito determina o acionamento ou desligamento de usinas geradoras, tendo por objetivo a inserção de carga no sistema. O despacho centralizado visa otimizar os recursos energéticos utilizando modelos computacionais<sup>241</sup> para a tomada de decisão. Tal mecanismo utiliza como critérios o custo do MW/hora, despachando em uma ordem crescente de preços, do preço mais baixo ou mais alto. Em outras palavras, o critério de ordem de despacho de geradores utilizado considera o custo de produção do MW/hora e as reservas energéticas.

Em situações de estiagem e de demanda do sistema o ONS pode realizar o despacho fora de ordem, que trata da não apreciação da sequência de usinas despacháveis por ordem de mérito. Acionando diretamente as usinas térmicas que pelo seu alto custo operacional seriam as últimas a serem despachadas. Tal medida visa garantir a segurança do sistema na tentativa de economizar água, aumentando o nível dos reservatórios de usinas hídricas.

A CCEE utiliza o modelo computacional DESSEM<sup>242</sup> para apurar o valor do custo marginal de operação do MW/hora despachado pelo ONS, formando o preço do PLD.

No despacho por ordem de mérito o gerador não possui ingerência da produção da energia elétrica nem dos preços praticados no MCP. Portanto, os preços fixados no MCP através do PLD não possuem aderência direta às ofertas de preço de mercado, sendo definidos por modelos

---

<sup>241</sup> Algoritmos que calculam vários cenários considerando as reservas energéticas hídricas, térmicas e renováveis.

<sup>242</sup> Modelo computacional utilizado para calcular o preço do PLD.

computacionais que objetivam a otimização dos recursos energéticos indiferentes às repercussões sobre os agentes.

A nova proposta que está sendo discutida pelos agentes da Modernização do Setor Elétrico é a viabilidade da implementação do despacho por oferta, sistema adotado em diversos países<sup>243</sup>. Esse modelo tem como características a descentralização do despacho, maior aderência dos preços com o valor de mercado e sinais econômicos mais claros para os agentes de mercado.

Existem variações do despacho por oferta praticado em cada país, mas o objetivo central é permitir que os geradores de energia, através de ofertas de preços, operem no MCP, sendo despachados os lances de menor valor. Tal modelo de despacho adota como base o preço do MW/hora e não o seu custo de produção conforme o sistema vigente<sup>244</sup>.

O PLD horário permite que os despachos por preço tenham maior aderência com os horários de ponta, contribuindo para que os geradores elaborem de forma mais precisa seus lances de acordo com a demanda.

Apesar de ser uma das modificações sugeridas pelos agentes apontada pela CP33, a mudança de modelo não está imune a críticas. Ainda não há consenso sobre questões sensíveis como a forma de gerenciamento dos recursos energéticos, decisão estatal de importante relevância estratégica. Outra crítica apontada seria a contenção de abuso de poder econômico por parte de um ou de um grupo de agentes, os quais, artificialmente, podem manipular os preços do PLD e a despachabilidade, através de menores lances, o que poderia desestimular as geradoras térmicas, cujo custo de operação é muito maior que o das geradores hídricas, tendo como resultado a diminuição de usinas de fonte térmicas, sujeitando o sistema a um sério risco de desabastecimento em condições de hidrologia desfavorável. O PLD horário, de forma geral, aprimora a precificação da energia elétrica no MCP, o que é vantajoso para uma bolsa de energia.

Partindo de premissas diferentes, uma por custo de produção e outra por preço, a escolha de um desses modelos de despacho traria impactos importantes para uma bolsa de energia. Conforme será analisado no capítulo 4, o dia do vencimento do derivativo e o correspondente preço do dia são elementos fundamentais em uma operação financeira, assim a formação do valor do PLD, seja por custo ou preço, determinaria o comportamento do mercado de uma bolsa de energia.

---

<sup>243</sup> Como ocorre nos modelos americano e europeu.

<sup>244</sup> Disponível em <https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/11/Luiz-Barroso-MRE-conceitos-e-ideias-15112018.pdf> acesso em 24 abr. 2021.

Outro assunto debatido no GT da Modernização do Setor Elétrico é a separação do lastro e energia, tema a ser aprofundado no item 3.6. A granulação do PLD contribuiu para o aperfeiçoamento de um mercado de capacidade indicando qual é o preço da energia no MCP de hora em hora. A importância da discussão da separação do lastro e energia é que, durante a construção do modelo energético, foi apurada a existência de dois produtos distintos entre si na forma de contratação da energia elétrica: um relativo à característica financeira dos contratos de energia<sup>245</sup>, outro em relação à efetiva inserção de eletricidade no sistema<sup>246</sup>. A separação dos dois atributos do contrato de energia vem sendo apontada como a solução para o investimento em expansão da geração.

A importância e correlação dos assuntos origina-se no ciclo de duração do modelo anterior, que era semanal. A CCEE divulgava semanalmente o valor do PLD, contexto indiferente aos horários de ponta ou de produção mais cara. Assim os geradores expostos ao MCP recebiam um valor fixo naquele período, mesmo que tivessem produzido energia em horários ou dias com custo de operação mais caros.

A granularidade intradiária do PLD é mais fidedigna ao custo de produção da energia, uma vez que considera as flutuações momentâneas de demanda de energia de ponta que utiliza mais recursos do sistema. Essa proximidade do custo de produção com a energia firme inserida no sistema remunera as geradoras de forma mais precisa.

Outro tema convergente com o PLD horário é a abertura de mercado. A flutuação intradiária de preços permite ao consumidor maior planejamento do seu consumo em relação aos horários de ponta, período do dia em que a energia é mais cara. Esse planejamento permitiria a criação de novos tipos de contratos considerando os hábitos de consumo, por exemplo, contratos que estabeleçam preços mais atrativos em relação ao horário de consumo da energia elétrica, ou contratos do tipo *flat*<sup>247</sup>, que não consideram a variação de montantes de energia elétrica.

Esses três temas (formação de preços, separação de lastro e energia e a abertura do mercado livre) conjugados com o PLD horário, exercem direta influência em uma bolsa de energia. Os derivativos de contratos de energia elétrica podem ter lastro no valor do PLD e a forma de

---

<sup>245</sup> A característica financeira permite que o comprador no dia do vencimento do contrato exija ou não o cumprimento do objeto, permitindo que o contrato seja renegociado.

<sup>246</sup> A energia firme é a efetiva inserção de energia no sistema.

<sup>247</sup> Tipo de contrato que não distingue oscilação do consumo e preço da energia, sendo um montante constante de inserção de energia no sistema pelo gerador.

composição do seu preço repercutiria na oscilação dos preços negociados. Os preços dos PLDs estão relacionados ao modelo de despacho de usinas que, a partir da produção da energia, definem o seu preço.

Reitera-se que existem basicamente dois modelos de despacho: despacho por ordem de mérito e despacho por oferta.

O despacho por ordem de mérito segue uma ordem de custo marginal de operação (CMO), que tem por base o custo de produção médio de 1 MW/h em relação à todas as fontes geradoras de energia, partindo dos preços mais baixos para o mais alto. O CMO é calculado por um modelo computacional utilizado pelo ONS e pela CCEE.

Por outro lado, o despacho por oferta de preço tem como base o preço oferecido pelo gerador. Apesar de maior aderência ao comportamento de mercado, o despacho por oferta é de difícil previsão, pois considera a tomada de decisão do gerador que, a princípio, não utiliza critérios transparentes e com motivações não muito claras. Pois tais decisões são de seara privada, de acordo com a pretensão comercial da geradora.

Independente da decisão do governo na mudança ou manutenção do sistema de despacho, a precificação do PLD será um fator relevante nas operações financeiras de uma bolsa de energia.

A separação do lastro e energia em um cenário de PLD horário aumentam as possibilidades de portfólio de serviços financeiros oferecidos por uma bolsa de energia. Nesse ponto é possível identificar dois mercados: mercado de energia e mercado de capacidade.

O mercado de energia basicamente trataria derivativos de energia elétrica, permitindo que os agentes realizassem operações financeiras capitalizando o setor elétrico e aprimorando a liquidez dos contratos. O mercado de energia poderia atuar de forma acoplada ao mercado de capacidade, utilizando seus contratos como garantia ou permitindo operações de *hedge*<sup>248</sup>.

O mercado de capacidade pode utilizar operações financeiras para proteger as contrapartes da volatilidade dos preços do PLD em curtíssimo prazo. Essas negociações poderiam ocorrer em um mercado intradiário, em que se realizariam operações horosazonais semelhantes às operações diárias em pregão realizadas em bolsa de valores.

Em relação à abertura de mercado, o PLD horário criará novas modalidades de contratos. Esses contratos também permitirão a realização de operações financeiras, considerando a faixa horária de preços ou modelagem de consumo. Assim, seria viável a negociação de tipos de

---

<sup>248</sup> Trata de um gênero de operações financeiras utilizados para proteção financeira como a arbitragem e o swap.

derivativos que considerem a flutuação horária dos preços da energia elétrica e outros que considerem todo o montante abrangido no período contratual.

### 3.6 OS CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO NO AMBIENTE LIVRE

O Ambiente de Contratação Livre é um balcão de negócios não organizado em que as contrapartes possuem liberdade para escolher os fornecedores e consumidores cadastrados no CCEE. Tais negociações ocorrem sem a interferência da CCEE e o risco contratual é bilateral. A instrumentalização dessa liberdade se manifesta através de espécies de contratos previstos em Lei, alterando-se conforme o negócio jurídico, o tipo de fonte de energia e o tipo de consumidor ou gerador<sup>249</sup>.

As características comuns desses contratos são: bilateralidade, onerosidade, comutatividade, fungibilidade, tipicidade, a termo ou à vista, de execução diferida<sup>250</sup> ou continuada. Pelo fato da comercialização da energia elétrica estar diretamente relacionada com os requisitos do sistema a legislação tutela algumas situações específicas para fins de implementação de políticas públicas, como o estímulo à energia renovável e o aprimoramento da eficiência energética. Além dos elementos de teoria geral do contrato, os aspectos legais e regulatórios são determinantes para a validade e eficácia desses contratos.

Dentre as diversas finalidades legais que estabelecem tratamentos jurídicos distintos em determinadas relações, duas delas devem ser consideradas elementares. A primeira relaciona-se à limitação da participação no ACL, no qual somente agentes registrados na CCEE podem participar. Até 2018, apenas consumidores de carga superior à 3MW<sup>251</sup> tinham condições de se habilitar como consumidores livres, excluindo uma grande parcela dos demais usuários do setor elétrico. Portanto, cabe uma reflexão sobre a natureza do mercado livre, se de fato é livre, pois existem requisitos para o ingresso no ACL que na prática inviabilizam a participação de boa parte da população. A obrigatoriedade do registro dos agentes (vendedores e consumidores) no CCEE pode ser considerada como uma espécie de condição de existência do negócio jurídico no sistema, pois um

---

<sup>249</sup> A legislação estabelece contratos que tenham por objeto a cessão de energia, ou como partes consumidor especial ou geração distribuída ou, como objeto, energia proveniente de fontes incentivadas.

<sup>250</sup> A execução de opera em momento futuro em apenas uma prestação.

<sup>251</sup> Portaria n. 514/2018 do MME.



agente que não possui o respectivo registro não é reconhecido como operador no ACL, tornando, portanto, sem efeito a sua contratação de energia perante a CCEE.

O segundo elemento trata da forte regulação sobre os contratos de energia elétrica, que tem como função assegurar a robustez e eficiência do sistema<sup>252</sup>. O fornecimento da energia elétrica, por si só, é um negócio jurídico complexo, uma vez que a cadeia produtiva é segmentada<sup>253</sup> e fortemente regulada, pressupondo a existência de uma complexa infraestrutura. Portanto, o contrato de energia elétrica corresponde apenas a uma pequena parte de um intrincado sistema de controle e planejamento, sujeitando-se a um desenho de mercado próprio do setor elétrico. Fatores como tempo, fonte energética, objeto, tipo de consumidor e o registro na CCEE interferem na relação contratual e na natureza jurídica do negócio. Em geral, o objeto dos CCEALs trata da entrega de um bem fungível - a energia elétrica -, em um prazo futuro de execução, em prestações únicas ou sucessivas. Uma das consequências jurídicas desses contratos é a validação da posição dos agentes (credor ou devedor) perante a CCEE, que promove o controle dos montantes gerados e consumidos no SIN. Conseqüentemente, para fins de contabilização, o registro do contrato pode ser considerado como um elemento de eficácia, haja vista que os CCEALs indicam se há correspondência entre os montantes de energia consumidos e os apresentados.

Em outras palavras, os CCEALs têm por objetivo ajustar a posição dos agentes registrados na CCEE em relação à contabilização dos montantes<sup>254</sup>. Tal situação expõe características interessantes sobre o modelo energético brasileiro, uma vez que reforça a ponderação se a operação de geração e consumo de energia ocorrem de forma inteiramente livre<sup>255</sup>. O controle do equilíbrio entre a energia inserida e retirada no sistema é exclusivo do Estado, o qual se opera através da atuação dos órgãos e entidades governamentais<sup>256</sup>, como o MME, a ANEEL, a CCEE e o ONS, em que a liberdade dos agentes condiciona-se a um modelo de contabilização de contratos jurídicos, sujeitando seus agentes às repercussões jurídicas regulatórias e legais.

---

<sup>252</sup> TOLMAQUIM, *op. cit.* p. 40/44.

<sup>253</sup> Geração, transmissão, comercialização e transmissão.

<sup>254</sup> Vide item 2.5.7.3.

<sup>255</sup> Vide item 2.5.

<sup>256</sup> Nesse sentido o controle se opera através de concessão de novas licenças, planejamento, controle e políticas públicas.

Além desses dois elementos gerais, deve-se considerar as políticas públicas setoriais afetas ao ACL para estimular as fontes renováveis e a eficiência energética, que definem quem pode contratar e a fonte de energia a ser contratada.

O ordenamento jurídico prevê algumas espécies de contratos negociados no ACL<sup>257</sup>: contratos de comercialização no ambiente livre (CCEALs); contratos de comercialização de energia incentivada de cogeração qualificada (CCEICOGQ); contratos de comercialização de energia incentivada especial (CCEIE); contratos de comercialização de energia convencional especial (CCECE); e cessão de montantes de energia elétrica e potência.

Os CCEICOGQ tratam da geração incentivada de cogeração qualificada, regulamentada pela Resolução Normativa n. 235/2006 da ANEEL, em que visam a eficiência energética através do melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia. Essa espécie de contrato utiliza de conceitos técnicos de processos de geração que buscam maximizar a eficiência energética. A cogeração de energia<sup>258</sup> é o processo de geração simultânea de diversas formas de energia através da mesma fonte, como exemplo: a elétrica, mecânica, térmica, química e atômica.

No processo de conversão de uma forma de energia para outra, geralmente ocorre alguma perda energética que, como ocorre na conversão de energia térmica para energia elétrica, sempre haverá perda de uma parte do calor para o ambiente. A cogeração visa maximizar a eficiência do aproveitamento da produção da energia através de processos e mecanismos em relação às várias formas de energia. A cogeração qualificada<sup>259</sup> é produção das utilidades de calor e energia mecânica convertida total ou parcialmente em energia elétrica. Basicamente trata da maximização do aproveitamento de energia térmica na conversão em energia elétrica. A partir desses incentivos, busca-se prestigiar usinas térmicas que possuam processos e mecanismos mais eficientes e mais baratos para compor a capacidade instalada do SIN. A Resolução Normativa n. 235/2006 estabelece as condições e requisitos de eficiência para permitir a habilitação das usinas geradoras com cogeração qualificada.

---

<sup>257</sup> Conforme o submódulo 3.1 Contratos do Ambiente Livre dos Procedimentos de Comercialização da CCEE disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_afLoop=1076182277148936&\\_adf.ctrl-state=1ape9064wy\\_74#!%40%40%3F\\_afLoop%3D1076182277148936%26\\_adf.ctrl-state%3D1ape9064wy\\_78](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afLoop=1076182277148936&_adf.ctrl-state=1ape9064wy_74#!%40%40%3F_afLoop%3D1076182277148936%26_adf.ctrl-state%3D1ape9064wy_78) acesso em 10 jun. 2021.

<sup>258</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf> acesso 11 jun. 2021.

<sup>259</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf> acesso 11 jun. 2021.

Os CCEIE<sup>260</sup> referem-se às fontes solares, eólicas e de biomassa, com potência igual ou inferior à 5 MW, ou proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais com potência igual ou inferior à 30 MW, para qualquer consumidor livre, exceto para consumidores especiais.

Os CCECE<sup>261</sup> são contratos de energia oriunda de pequenas centrais hidrelétricas, excedentes de autoprodução com potência igual ou inferior à 5 MW, e fontes de energia solar, eólica e de biomassa com potência menor ou igual 50 MW, para consumidores ou conjunto de consumidores cuja carga seja superior ou igual à 500 kW à 2 MW, qualificados como consumidores especiais,

Os contratos como CCEICOGQ, CCEIE e CCECE são tipificados pelo ordenamento jurídico em virtude da necessidade do aprimoramento da eficiência na geração de energia elétrica e do estímulo a algumas espécies de fontes renováveis. Essas fontes energéticas possuem subsídios ou descontos no custo de transmissão TUSD e TUST, variando entre 50% à 100% do valor.<sup>262</sup> Essas espécies contratuais são comercialmente interessantes em virtude da atratividade no menor preço de mercado.

Outra modalidade são os contratos de cessão de montantes, regulamentados pela Portaria n. 185/2013 do MME<sup>263</sup>, que autoriza agentes vendedores e compradores a transferir seus créditos a terceiros que não estejam cobertos contratualmente perante a CCEE. Trata de um contrato bilateral livremente pactuado entre as partes, com a exigência de que o contrato originário esteja registrado e validado na CCEE, sendo limitado pela quantidade e prazo final deste contrato originário. Essa espécie de contrato permite que o consumidor sobrecontratado possa vender o seu excedente de energia, evitando que o contrato originário de comercialização de energia torne-se uma perda. Até mesmo permite que o comprador utilize o contrato de energia elétrica como uma espécie de ativo ao verificar uma oportunidade de negócio frente um aumento de preço do MW/h<sup>264</sup>.

---

<sup>260</sup> Lei 9.427/96, art. 26, § 1º.

<sup>261</sup> Lei 9.427/96, art. 26, § 5º.

<sup>262</sup> Lei 9.427/96, art. 26.

<sup>263</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2013/portaria-185-de-04-06-2013-publicado-no-dou-de-05-06-2013.pdf> acesso em 10 jun. 2021.

<sup>264</sup> Cessão de montantes de energia elétrica e potência.

A comercialização da cessão de montantes, como os demais contratos, pode ser utilizada como ativo comercializado em bolsa de energia em um mercado *ex post*<sup>265</sup>. Um balcão organizado pode contribuir com a mitigação da inadimplência na liquidação dos valores apurados, conforme será problematizado e aprofundado no item 4.5.1.

Os CCEALs correspondem às demais hipóteses de comercialização, conforme os requisitos previstos na Portaria 514/2018 do MME para a habilitação de consumidores livres e o respectivo registro na ANEEL.

Os subsídios correspondentes a cada tipo de contrato seguem na tabela abaixo:

Tabela 1: espécies de contratos negociados no Ambiente de Comercialização Livre.

CCEICOGQ	contrato de comercialização de energia incentivada de cogeração qualificada	Desconto mínimo de 50% no TUSD e TUST
CCEIE	contrato de comercialização de energia incentivada especial	Desconto mínimo de 50% no TUSD e TUST
CCECE	contrato de comercialização de energia convencional especial	Desconto mínimo de 50% no TUSD e TUST
CESSÃO DE MONTANTES	cessão de montantes de energia elétrica e potência	Sem subsídio
CCEAL	contratos de comercialização no ambiente livre	Sem subsídio

Fonte: Autor, 2021.

Esses contratos devem ser registrados pelos vendedores na CCEE e validados pelos compradores, sendo que a responsabilidade pelos montantes estabelecidos contratualmente é dos vendedores<sup>266</sup>. O registro e a validação podem ser considerados como condição de eficácia aos

<sup>265</sup> Comercialização ocorrida depois do consumo.

<sup>266</sup> Resolução Normativa da ANEEL n. 109/04, art. 7º §1º.

referidos contratos para fins de contabilização, segundo as REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO<sup>267</sup> e os PROCEDIMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO<sup>268</sup>.

O procedimento de registro dos contratos ocorre através do lançamento de informações do contrato no site da CCEE, em que o agente vendedor informa os prazos, montantes, garantias, comprador e demais informações, sem a necessidade de anexar cópia do contrato, sendo que tais dados são confirmados e validados pelos compradores. A apresentação do contrato pode ocorrer em situações excepcionais como a solicitação pela CCEE, ordem judicial ou arbitral, sendo que, não há, a princípio, uma apresentação efetiva do contrato, apenas o lançamento das informações contratuais no sistema da CCEE.

Outro elemento que compõe o registro do contrato na CCEE é a apresentação de garantia financeira em instituição bancária vinculada à CCEE, conforme a Lei n. 10.848/04, art. 1º, §6º, inciso II e a Resolução Normativa 622/2014 da ANEEL.

As garantias financeiras devem cobrir 100% do contrato e são celebradas com a instituição financeira conveniada com a CCEE<sup>269</sup> que atua como responsável pela operacionalização do processo de liquidação e custódia das garantias financeiras apresentadas. Assim, após o período de contabilização, é iniciado o processo de liquidação em que se liquidam as garantias contratuais dos contratos inadimplidos.

Outro aspecto importante que conduz o comportamento dos agentes de mercado é a responsabilidade dos vendedores em apresentar lastro para garantir 100% do seu contrato<sup>270</sup>. A repercussão jurídica prática sobre a garantia de lastro relaciona-se com a obrigação de fazer do agente vendedor em garantir que a energia seja inserida no sistema. Uma das formas para se garantir a inserção de energia no sistema é apresentar outros contratos de energia para promover a cobertura do contrato originário, por exemplo: se a usina que celebrou o contrato de venda e, por algum

---

<sup>267</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_adf.ctrl-state=n5n4lp3zh\\_13&\\_afLoop=1162010167411098#!%40%40%3F\\_afLoop%3D1162010167411098%26\\_adf.ctrl-state%3Dn5n4lp3zh\\_17](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_adf.ctrl-state=n5n4lp3zh_13&_afLoop=1162010167411098#!%40%40%3F_afLoop%3D1162010167411098%26_adf.ctrl-state%3Dn5n4lp3zh_17) acesso em 11 jun. 2021.

<sup>268</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_afLoop=1076182277148936&\\_adf.ctrl-state=1ape9064wy\\_74#!%40%40%3F\\_afLoop%3D1076182277148936%26\\_adf.ctrl-state%3D1ape9064wy\\_78](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afLoop=1076182277148936&_adf.ctrl-state=1ape9064wy_74#!%40%40%3F_afLoop%3D1076182277148936%26_adf.ctrl-state%3D1ape9064wy_78) acesso em 11 jun. 2021.

<sup>269</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014622.pdf> acesso em 21 jun. 2021.

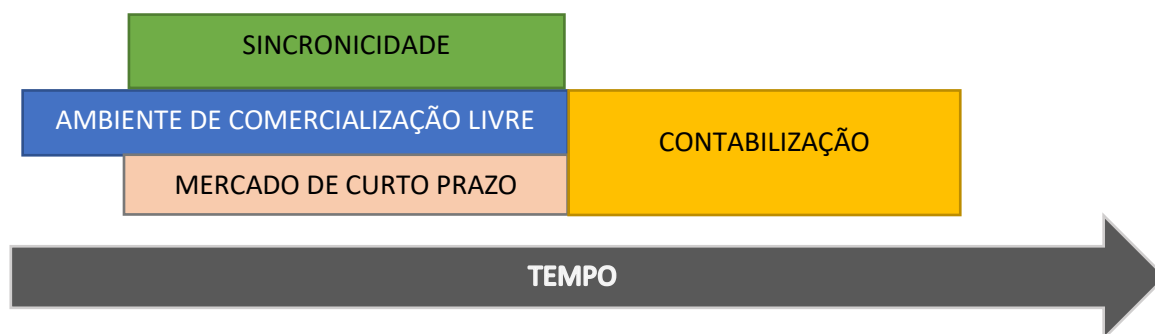
<sup>270</sup> Decreto n. 5.163/04, art. 2º, inc. I.

motivo, não produziu a energia correspondente, ela pode celebrar outro contrato com outra usina para fazer a cobertura do contrato original, ou pagar o PLD da diferença da energia não produzida.

A obrigatoriedade de garantir 100% de lastro por parte do vendedor, pode resultar em uma prática de proceder os registros dos contratos de forma simultânea ao consumo da energia, assim os contratos são registrados no período da contabilização. Além de que também existe uma prática de circulação do CCEALs, cujos intermediários da cadeia de circulação aproveitam-se do custo de oportunidade da variação do preço da energia. Sendo assim, até o seu efetivo registro e validação, o contrato pode circular entre diferentes titulares.

O sentido do termo “ambiente de comercialização” pode, num primeiro momento, representar um local onde vendedores e compradores se encontrem e celebrem seus negócios. No entanto, o ACL trata de um mercado descentralizado, ou seja, não há efetivamente um ambiente específico para negociação de seus contratos. As tratativas negociais somente se manifestam perante a CCEE a partir do registro e validação, antes disso os contratos são privados e sigilosos. Analisando sob a perspectiva temporal, há uma certa sincronia entre o ACL e o MCP, uma vez que os contratos são registrados em períodos muito próximos da contabilização, mesmo que tenham sido negociados meses antes.

Figura 7: sincronicidade entre o ACL e o MCP.



Fonte: autor, 2021.

A doutrina econômica sustenta que a confiabilidade do sistema trata de um bem público<sup>271</sup>, pois o consumidor, tanto o livre quanto o regulado, paga por esse atributo do sistema (PLD). Outro

<sup>271</sup> ZUCARATO, Alexandre Nunes: **Mecanismos de Capacidade em Sistemas de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidrelétrica** – Tese (doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Engenharia Elétrica. – Florianópolis, p. 16.

elemento que reforça o conceito de bem público para a confiabilidade do sistema são os diversos instrumentos legais que disciplinam a matéria, sejam de ordem constitucional, legal, regulamentar ou regulatória.

O atributo da confiabilidade transcende o interesse particular das contrapartes na comercialização de energia. Nesse sentido, a contabilização dos montantes pode significar que a finalidade dos CCEALs trata apenas da regularização das posições dos vendedores e compradores, como credores e devedores em relação à CCEE, sendo que a confiabilidade do sistema é uma qualidade que garante a entrega de energia nas unidades consumidoras.

Tal apontamento é relevante em virtude da possibilidade de análise dos CCEALs como uma espécie de “crédito de energia”, reforçando a característica contábil do controle dos montantes gerados e consumidos, e o aspecto financeiro dos contratos de energia.

Esses elementos de sincronicidade do ACL e com o MCP, a análise dos CCEALs como créditos de energia para fins de contabilização e a característica financeira desses contratos, indicam que o atual desenho de mercado de energia possui vocação para atuar com uma bolsa de energia.

### 3.7 O CONTEXTO DA FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA

Os CCEALs possuem uma série de requisitos a serem observados, os quais devem conformar o objeto do contrato e suas particularidades com as necessidades do sistema. Requisitos como prazos, montantes de energia, montantes de potência, garantias financeiras, lastro para a venda, variabilidade da contratação global (mensal e anual), riscos de exposição e gestão contratual, carga contratada e flexibilidade, preferência de venda de excedentes, preços e ajustes, faturamento e pagamento, renovação, cláusulas de saída e eventual retorno para o mercado cativo, solução de controvérsias, registo de contratos e representação no CCEE, são elementos que merecem especial atenção nos contratos de comercialização<sup>272</sup>.

---

<sup>272</sup> DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi, *op. cit.* p. 111/112.

As cláusulas contratuais que tratam dos requisitos estabelecidos acima são de fundamental importância para determinar as responsabilidades, especificar o objeto contratado e ajustar a negociação às necessidades do sistema.

Além desses elementos contratuais fundamentais é importante considerar a formação do preço da energia. Para tanto, é necessário reunir alguns elementos do sistema ao desenho de mercado, como o caso do despacho centralizado e do PLD.

Há uma correlação entre o despacho centralizado e o PLD em virtude do acionamento de usinas térmicas cujo custo de produção é mais alto contribuindo com a volatilidade do valor do PLD. Essa volatilidade de preços no MCP por sua vez refletem nos preços dos CCEALs.

Há um estudo formulado pela GESEL<sup>273</sup>, o qual sugere que o mercado brasileiro de energia não possui a auto regulação decorrente das ações dos agentes e induzida pelo preço de mercado, principal característica de um mercado competitivo. Tal afirmação baseia-se no fato de que os contratos não determinam o despacho da energia, sucedendo um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema. Esse deslocamento resulta em uma diferença entre os volumes de energia contratada e de energia medida, fazendo com que o mecanismo de conciliação de diferenças realizado pelo mercado de curto prazo assuma um papel importante na conciliação desses valores.

A formação do preço da energia elétrica no MCP, a princípio, não possui relação direta com a oferta e demanda do mercado, mas com um modelo computacional que considera os custos de produção de energia e as reservas energéticas de fontes hídricas, promovendo o controle do nível de água nos reservatórios<sup>274</sup>.

Partindo-se desses dados, pode-se concluir que existem duas estruturas de formação de preço distintas entre o mercado livre e o mercado de curto prazo. No mercado livre, o preço está vinculado à oferta, assim o valor flutua de acordo com a disponibilidade do insumo. No mercado de curto prazo, o preço da energia é estabelecido pela CCEE, por um algoritmo que tem por base o custo de produção de 1 MW/hora em cada subsistema e a manutenção dos recursos energéticos,

---

<sup>273</sup> Disponível em [http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\\_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf) acesso em 13 mar. 2021.

<sup>274</sup> Disponível em [http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\\_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf) acesso em 13 mar. 2021, p. 64.



considerando mais de 2000 cenários, chegando-se ao valor do PLD. Contudo, apesar de seguir uma metodologia programada, o PLD está sujeito a uma forte variação de preço.

A precificação dos CCEALs é importante para estimular a participação de investidores em uma bolsa de energia. A transparência na formação do preço, acompanhada de governança corporativa dos contratos em circulação em uma bolsa de energia, são fundamentais para as tomadas de decisão e, principalmente, adesão de investidores que estejam dispostos a submeter-se à volatilidade do preço da energia.

Nesse sentido, devem ser ponderadas algumas características relativas às operações no ACL e no MCP.

Os CCEALs têm como característica o sigilo na sua negociação, pois se tratam de contratos privados negociados em um ambiente descentralizado e com relativa<sup>275</sup> padronização. Ademais, em um ambiente competitivo, os vendedores de energia sujeitam o preço a sigilo para evitar a própria concorrência entre outros agentes.

Por outro lado, no MCP há padronização e transparência sobre valor do PLD, que é divulgado diariamente de hora em hora e dividido em 4 submercados, de acordo com os subsistemas do SIN. O PLD não realiza distinção entre fonte de energia, considerando apenas o preço do MW/hora, promovendo uma espécie de padronização do preço da energia.

Apesar da formação de preços de cada ambiente de comercialização possuir pressupostos distintos, à medida que o CCEAL se aproxima do prazo de vencimento, há uma tendência de que os valores dos contratos sejam muito próximos ao PLD. Pois se houve aumento do preço da energia no PLD, pode ocorrer um correspondente aumento de preço no ACL. Tal correspondência possui relação com o preço de produção da energia no dia do vencimento. Assim, ao final, o PLD passa a ser um indexador, mesmo que informal, no ACL.

O balcão a termo descentralizado do ACL tem como característica o sigilo das negociações e o caráter difuso em que as transações ocorrem, carecendo de uma transparência setorial de precificação dos contratos. As geradoras e as comercializadoras de energia assumem o

---

<sup>275</sup> Relativa, pois se sujeita a uma série de requisitos estabelecidos pelo PROCEDIMENTO DE COMERCIALIZAÇÃO, porém cada uma possui uma fonte de energia, modificando a forma de inserção dessa energia no sistema, a exemplo das fontes intermitentes, ou que possuam alto custo de produção, como as térmicas.

risco de volume<sup>276</sup>, pois a responsabilidade de garantir 100% do lastro é do vendedor. Essa responsabilidade tem aproximado os valores negociados no ACL com o valor do PLD na data do vencimento por alguns agentes. Mas o sigilo das negociações e a correspondente falta de transparência na formulação dos preços impede que haja apuração do valor de mercado.

Os contratos negociados em uma bolsa de energia devem sujeitar-se à política de transparência com critérios claros de precificação, malgrado a volatilidade inerente ao preço da energia, ainda há previsibilidade na sua oscilação<sup>277</sup>. Tais medidas de transparência trariam maior segurança ao investidor para realizar operações de compra e venda desse tipo de ativo.

### 3.8 CONCLUSÕES PARCIAIS

Analizados alguns dos mecanismos do sistema, dos ambientes de comercialização e dos indicativos da Modernização do Setor Elétrico, é possível concluir que existem diferenças essenciais entre o ACL e o MCP.

O mercado livre possui como base a liberdade de negociação dos seus contratos e a precificação é baseada na oferta e procura de seus agentes. Também possui como característica a circularidade dos CCEALs, muito similares a ativos financeiros. Toda essa operação ocorre em balcão de negócios não organizado, ou seja, as transações ocorrem de forma difusa sem local específico para promover o encontro de vendedores e compradores. Os agentes são tão diluídos que torna muito difícil estabelecer qual é o efetivo preço da energia elétrica no mercado, pois as relações entre as partes são privadas e sigilosas.

O mercado de curto prazo por outro lado tem como elemento principal a segurança do sistema. Controlado por um mecanismo de contabilização que realiza o balanço de carga inserida no sistema e consumida, identificando agentes em posição credora e devedora, coordena o pagamento dos agentes que inseriram e retiraram energia do sistema sem a correspondente cobertura contratual. Esse pagamento é realizado dentro do próprio MCP e a composição do preço

---

<sup>276</sup> Termo utilizado pelo mercado financeiro para identificar o risco da não entrega de uma commodity no mercado físico.

<sup>277</sup> A previsibilidade nesse sentido refere-se aos dados públicos de despacho pelo ONS e das reservas hídricas, permitindo que os operadores do setor tenham relativa previsibilidade sobre a variação de preço.

é pré-definida por um sistema computacional que calcula o custo operacional de geração e a estabilidade com o registro dos contratos.

Assim identificou-se dois mercados de energia que comercializam o mesmo objeto mas com atributos distintos entre si, denominados de lastro e energia. Tal distinção é fundamental para identificar quais produtos ou ativos podem ser negociados em uma bolsa de energia. Outro elemento identificado foi a simultaneidade entre o ACL e o MCP, tema que será abordado do próximo capítulo.

As modificações previstas no GT da Modernização do Setor Elétrico como a neutralidade do marco regulatório para inovações tecnológicas abordam modelos de gestão e criação de ambientes de negócios. A possibilidade de tratar uma bolsa de energia como serviço ancilar ao mercado de energia, com possibilidade de abranger o ACL e o MCP, é fundamental a criação de um ambiente dinâmico para a comercialização de CCEALS.

A análise dos tipos de contratos é importante para apurar a composição dos preços da energia no mercado livre, viabilizando a criação de ativos diferentes, por exemplo: fontes renováveis que possuem subsídios na transmissão.

Outro aspecto relevante sobre a precificação foi a implementação do PLD horário que contribui com a maior precisão dos custos de operação para a geração de energia, separando os horários de ponta cuja produção é mais cara refletindo no preço do MCP.

Essas modificações contribuem com os atributos de um CCEAL, sofisticando-os e trazendo maior segurança na gestão de risco na tomada de decisão dos agentes.

O capítulo 4 adotará como premissa os institutos analisados nos capítulos 2 e 3, na comparação entre o mercado de energia e os institutos existentes no mercado financeiro. Ao aproximar os institutos afins serão identificadas as operações financeiras aplicáveis ao mercado de energia elétrica.

## **4 BOLSA DE ENERGIA COMO AMBIENTE DE CONFIABILIDADE DE LIQUIDAÇÃO DOS CONTRATOS NEGOCIADOS NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA**

### **4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Neste capítulo serão abordados o volume de pagamento em PLD no MCP, os riscos de liquidez existentes em relação ao não pagamento do PLD e a sua consequente repartição entre todos os agentes do setor (loss sharing). Situação que pode decorrer do comportamento dos agentes de mercado como: estratégia de operação; prática de alavancagem de vendedores; risco hidrológico.

Uma solução para o risco de liquidez é a criação de uma bolsa de energia que poderia, através de operações financeiras, proteger os agentes de eventuais perdas financeiras.

Para demonstrar a grandeza financeira do risco de liquidez, foi elaborada uma tabela demonstrando os valores correspondentes ao mês de janeiro durante os anos de 2016 à 2021, com os seguintes dados: os valores descobertos contratualmente<sup>278</sup>, valores pagos em PLD e valores não pagos<sup>279</sup>.

Foram elaborados gráficos analisando a tabela referente ao mês de janeiro comparando a evolução durante o período analisado.

Um dos possíveis reflexos da ausência de cobertura contratual possui relação com a indiferenciação de lastro e energia nos contratos, apontado pelo GT da Modernização do Setor Elétrico. Essa separação entre lastro e energia viabilizaria a contratação de energia elétrica e a adequabilidade ou segurança de suprimento, evitando ou diminuindo déficits no balanço da contabilização. Foram analisadas a distinção entre lastro e energia e as propostas da existência de dois mercados que comercializem cada produto. A distinção entre esses dois atributos de um mesmo objeto permite que o CCEAL seja negociado como dois ativos financeiros diferentes.

Apresentou-se uma breve análise do sistema financeiro brasileiro que é estruturado em quatro grandes mercados: mercado monetário, mercado de crédito, mercado cambial e mercado de capitais. Maior ênfase foi dirigida ao mercado de capitais, escopo do presente trabalho.

---

<sup>278</sup> Esses valores compreendem tanto o ACR quanto o ACL.

<sup>279</sup> Valores rateados entre todos os agentes de mercado.

Foram analisadas as atividades da bolsa de valores do Brasil, com preponderância àquelas vocacionadas à comercialização de energia elétrica como o mercado de balcão, derivativos, mercado de opções, câmara de compensação e liquidação (clearing house), mercado futuro e mercado a termo.

Apresentados os conceitos gerais e um panorama de funcionamento de cada serviço prestado pela B3, foram analisadas três propostas de implementação de uma bolsa de energia: os estudos da GESEL; a proposta da BBCE; a proposta da B3.

Partindo das premissas apresentadas analisou-se as condições da criação de uma bolsa de energia no Brasil e quais seriam os instrumentos financeiros compatíveis com o mercado livre de energia. Foram analisadas as distinções do caráter financeiro e do caráter físico em relação ao período de contabilização da CCEE. A distinção da precificação entre o lastro e a energia e a relevância do PLD em relação à volatilidade de preços.

Foram propostas a criação de mercado a termo em balcão organizado e mercado de opção de energia comparando os atributos do mercado financeiro com o modelo de mercado de energia.

#### 4.2 A LIQUIDEZ DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

Muito se discutiu sobre o risco de liquidez no processo de contabilização da CCEE e suas repercussões. Consumidores descobertos contratualmente sujeitam-se ao pagamento do PLD, que tem por característica a grande volatilidade que invariavelmente vem sendo responsável por grandes prejuízos ao consumidor em virtude de externalidades negativas não previstas. Alguns consumidores não efetuam o pagamento do PLD, repercutindo em uma socialização da responsabilidade em que todos os agentes de mercado realizam o rateio do pagamento do PLD inadimplido (loss sharing).

Um aspecto importante a ser analisado são os volumes financeiros relativos ao pagamento do PLD e ao default, principais problemas a serem enfrentados na presente pesquisa. A proposta de uma bolsa de energia tem como pretensão atuar como mecanismo de confiabilidade financeira no mercado livre para os agentes que operam nesse segmento. Sujeitar-se ao pagamento ou

recebimento do PLD pode decorrer de uma série de comportamentos dos agentes: (i) estratégia de operação; (ii) prática de alavancagem de vendedores; (iii) risco hidrológico.

(i) Como em toda a atividade empresarial existem práticas que visam a otimização dos resultados, o custo de oportunidade do vendedor em optar por receber o PLD, atraído por preços mais altos, pode ser um comportamento com reflexos na oferta do produto. Em tal situação o consumidor encontra dificuldades para cobrir o montante consumido por falta de CCEALs em circulação no mercado. Outra hipótese é a de que o preço do PLD esteja tão baixo que o consumidor opte por sujeitar-se ao seu pagamento.

(ii) Outra prática que gera grande insegurança no mercado é a alavancagem promovida por vendedores de energia elétrica. A alavancagem é um comportamento de agentes de mercado de alto risco que corresponde à venda de produtos sem estoque, à medida que as vendas forem realizadas são adquiridos novos produtos. Em outras palavras, um vendedor que tenha possibilidade de comercializar 10 MW, oferta 50 MW, caso consiga vender todo o montante busca a diferença de 40 MW até o dia do vencimento. Tal prática sujeita-se ao risco de aumento expressivo de preço a ponto de inviabilizar a aquisição da diferença, fazendo o vendedor inadimplir o seu contrato com o consumidor, essa inadimplência é denominada pelo mercado como default<sup>280</sup>. A consequência para o consumidor é o pagamento do PLD.

(iii) o risco hidrológico tem relação com a diminuição da capacidade operacional de geração de energia elétrica. Como o modelo brasileiro ainda possui uma base hídrica considerável como fonte energética, estiagens prolongadas impactam na produção e nos preços da energia. Como o risco hidrológico afeta conjuntamente o sistema, pois não é um fenômeno isolado, ocorre um aumento de preços generalizado no sistema, em virtude de um desequilíbrio entre oferta e demanda. Dessas situações podem ocorrer algumas hipóteses: a geradora não conseguir cumprir o contrato sujeitando-se ao PLD; o vendedor descumprir o contrato com o comprador 1 e vender o mesmo contrato ao comprador 2 por preço mais elevado.

Em todas as situações apresentadas é importante considerar que para o sistema o CCEAL somente é válido a partir do seu registro na CCEE e a responsabilidade do respectivo registro é do vendedor. Caso o vendedor não proceda o registro do CCEAL o consumidor fica descoberto e

---

<sup>280</sup> Calote.

sujeito ao pagamento do PLD. Por outro lado, o CCEAL é um instrumento válido e seu cumprimento pode ser exigido judicialmente ou através de câmara de arbitragem.

Expondo o contexto das variáveis para o pagamento do PLD, será apresentado em seguida os montantes em reais que são pagos mensalmente.

O anexo I contém a planilha de montantes de valores financeiros sujeitos ao PLD divulgadas pelo CCEE<sup>281</sup>. A planilha contém os valores apresentados mês a mês, entre os anos de 2016 à 2020, da liquidação. Foi organizada em 6 colunas, com as informações relativas ao ano, ao valor total a liquidar entre devedores e credores, os recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores, o percentual dos recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores em relação ao valor total a liquidar entre devedores e credores, outros valores não pagos, percentual dos outros valores não pagos em relação ao valor total a liquidar entre devedores e credores. Na tabela não foram apresentados os valores correspondentes ao GSF<sup>282</sup>, pois não é objeto de estudo deste trabalho.

Tabela 2: valores destinados ao pagamento de PLD no mês de janeiro.

Valores não pagos no mês de janeiro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores	Percentual em relação ao valor total de liquidação	Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2021	9.465.388.382,96	3.023.562.358,86	31,94%	1.224.062,21	0,01%
2020	10.016.046.969,36	1.664.582.995,89	16,62%	646.321,17	0,01%
2019	9.009.737.863,09	1.431.399.169,05	15,89%	274.849.590,99	3,05%
2018	8.545.168.769,44	1.119.148.807,10	13,10%	1.000.667.017,87	11,71%
2017	2.580.426.110,36	702.395.236,02	27,22%	282.320.115,11	10,94%
2016	92.171.986,84	*	*	0,00	0,00%

Fonte: Autor, 2021.

O valor total a liquidar entre credores e devedores corresponde aos montantes não cobertos contratualmente. Os recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores

<sup>281</sup> Disponível em [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/resultados?\\_adf.ctrl-state=2uocilh2t\\_1&\\_afLoop=822465031282463#!%40%40%3F\\_afLoop%3D822465031282463%26\\_adf.ctrl-state%3D2uocilh2t\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resultados?_adf.ctrl-state=2uocilh2t_1&_afLoop=822465031282463#!%40%40%3F_afLoop%3D822465031282463%26_adf.ctrl-state%3D2uocilh2t_5) acesso em 28 jun. 2021.

<sup>282</sup> Apesar de não serem apresentados, são montantes expressivos correspondentes à mais de 70% da iliquidez.

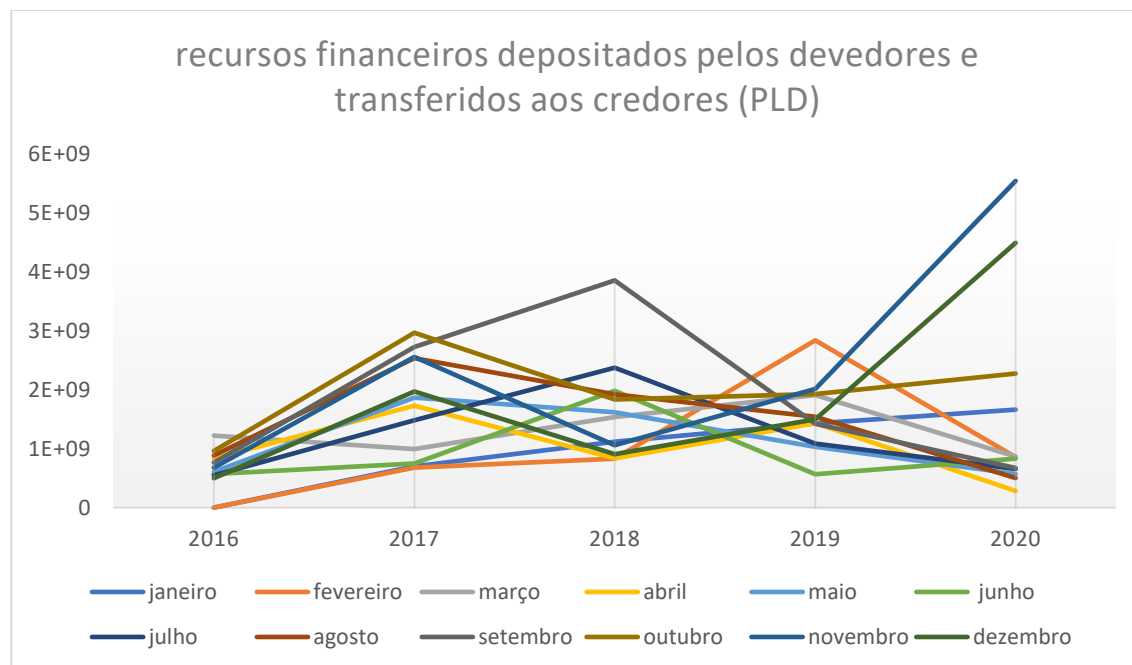
tratam dos montantes relativos ao pagamento do PLD. Outros valores não pagos são os montantes liquidados mas não pagos.

A tabela 2 refere-se apenas aos montantes do mês de janeiro. É possível identificar a grandeza financeira dos valores liquidados, ou seja apenas no mês de janeiro de 2021 aproximadamente o valor de 9,5 bilhões de reais estavam descobertos contratualmente. São valores substanciais os quais não houve encontro contratual entre vendedores e compradores. Os recursos financeiros destinados ao pagamento do PLD também são expressivos, representados pelo montante de 3 bilhões de reais, esse dado traduz que não houve apresentação de CCEALs no MCP nesse montante.

Uma bolsa de energia pode ser utilizada como plataforma para vendedores e compradores posicionarem-se no balanço do MCP.

Conforme os gráficos abaixo, é possível fazer uma avaliação dos montantes financeiros destinado ao pagamento do PLD.

Gráfico 2: recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores (PLD).



Fonte: Autor, 2021.

O gráfico 2 acima indica os montantes financeiros mensais de pagamento de PLD, a partir desse gráfico dos valores pagos não é possível concluir por uma sazonalidade de maior ou menor

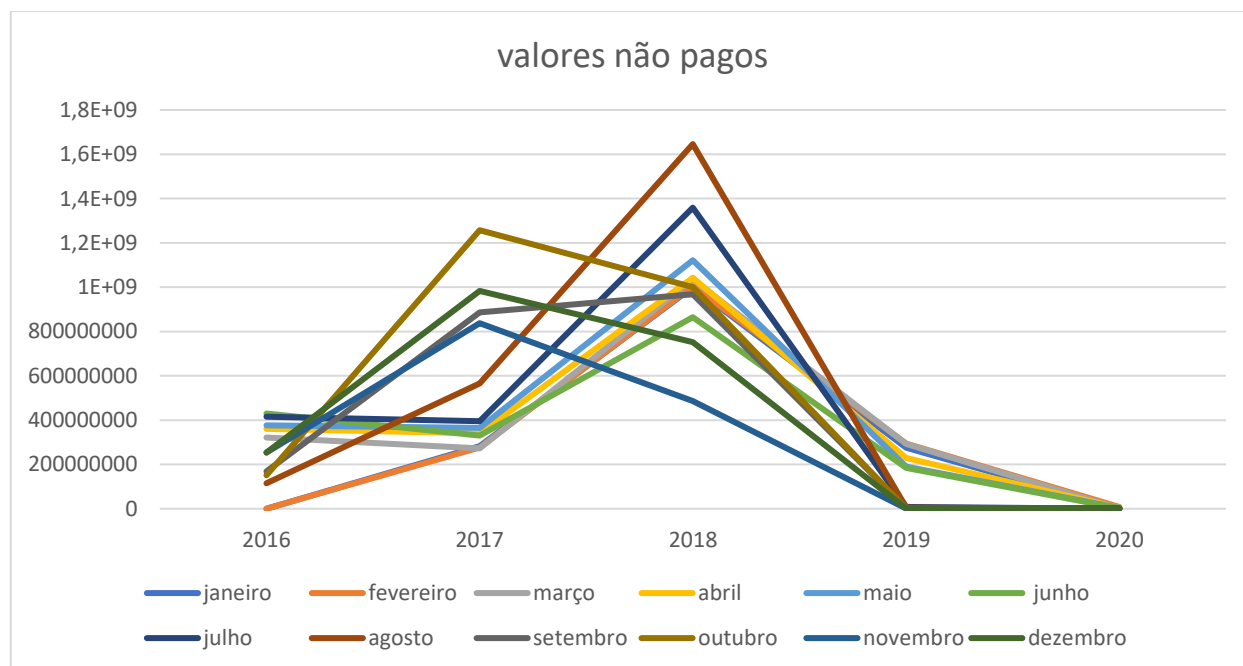


de exposição ao PLD, tampouco uma relação com períodos de estiagem conforme os vividos nos anos de 2019 e 2020. Assim, o volume financeiro de exposição ao PLD não parece ter relação com algum tipo de reflexo externo ao próprio mercado de energia. A dimensão dos valores pagos é o dado que impressiona, centenas de milhões e até mesmo bilhões de reais em apenas um mês é a ordem de grandeza a qual os agentes estão expostos.

Uma bolsa de energia poderia diminuir esses montantes ao reunir em uma plataforma, ou ambiente de comercialização, vendedores e compradores, conferindo maior segurança nas transações diminuindo o risco de inadimplência bilateral entre as contrapartes.

Outro dado interessante refere-se ao PLD não pago, situação em que ocorre o rateio dos valores entre todos os agentes de mercado, conforme o gráfico a seguir:

Gráfico 3: valores não pagos de PLD (DEFAULT).



Fonte: Autor, 2021.

A CCEE envidou esforços para diminuir a inadimplência da liquidação tendo excelentes resultados. Em relação ao volume financeiro de pagamento ao PLD a inadimplência de 2019 atinge patamares praticamente insignificantes.

A discussão gira em torno do volume financeiro destinado ao pagamento ao PLD, que sujeita os agentes à grande volatilidade de preços. Situação que interfere no planejamento financeiro do vendedor e do consumidor.

A título de exemplo, a tabela abaixo indica a flutuação média semanal do valor do PLD no subsistema sul<sup>283</sup>:

Tabela 3: flutuação de preço do PLD no período de 30 dias.

Semana	Média semanal	% Variação
29/05/2021 a 04/06/2021	252,82	9,10
05/06/2021 a 11/06/2021	276,15	9,23
12/06/2021 a 18/06/2021	284,47	3,01
19/06/2021 a 25/06/2021	321,30	12,95
26/06/2021 a 02/07/2021	539,88	81,72%

Fonte: Autor, 2021.

A tabela 03 demonstra que no período de 30 dias a média semanal oscilou de R\$ 252,82 à R\$ 539,88, representando uma oscilação superior à 100% no mesmo mês de base. Essa flutuação do valor do PLD é indesejável em razão da dificuldade de planejamento das operações. O que sugere a utilização de operações de hedge para mitigar o risco da oscilação dos preços.

#### 4.3 SEPARAÇÃO DO LASTRO E ENERGIA: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DA ENERGIA

Há expectativa, com a progressiva abertura do mercado livre, que haja uma grande migração de consumidores cativos para o ACL. Tal migração desencadeará uma sobrecontratação das distribuidoras tendo em vista a diminuição de atendimento no ACR. Além do problema envolvendo a segurança jurídica dos contratos legados, a compra da energia elétrica pelas distribuidoras também tem por função financiar empreendimentos de geração de energia nova através de *power purchase agreement*.

<sup>283</sup> Disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco\\_horario\\_veja\\_tambem/preco\\_media\\_semanal?\\_afLoop=190222548817330&\\_adf.ctrl-state=6vi2ory5x\\_5#!%40%40%3F\\_afLoop%3D190222548817330%26\\_adf.ctrl-state%3D6vi2ory5x\\_13](https://www.ccee.org.br/portal/faces/preco_horario_veja_tambem/preco_media_semanal?_afLoop=190222548817330&_adf.ctrl-state=6vi2ory5x_5#!%40%40%3F_afLoop%3D190222548817330%26_adf.ctrl-state%3D6vi2ory5x_13) acesso em 21/07/21.

A abertura do mercado livre exige o aperfeiçoamento de duas situações identificadas pelo GT de modernização do setor elétrico<sup>284</sup>: garantir a contratação de atributos que assegurem a confiabilidade do sistema de forma sustentável e econômica em que todos os agentes promovam a sua financiabilidade; criar uma base de receitas para complementar a decrescente contratação de energia no ACR, atualmente utilizada para promover a financiabilidade da expansão do setor elétrico.

O estudo sugere que antes da promoção da abertura total do mercado livre é necessário criar condições de sinais de preço mais adequado a fim de aprimorar a gestão de riscos e afastar ainda mais o risco de volatilidade de preços à base de PLD. O GT da modernização do setor elétrico apontou dois elementos principais como aprimoramento: a separação do lastro e energia; PLD horário.

Segundo o relatório final do GT é necessário criar uma forma para a contratação da energia e uma outra para garantir a adequabilidade ou segurança de suprimento. Essa distinção decorre de um aperfeiçoamento do sistema que identificou a separação entre energia e lastro<sup>285</sup>, tal percepção decorre da característica física da energia elétrica, considerada um insumo não estocável e de consumo imediato. Como a energia elétrica ao mesmo tempo reúne atributos de bens material e imaterial, ou seja, ela só existe fisicamente no instante da sua geração e a comercialização de energia elétrica é eminentemente contratual, o GT da Modernização do Setor Elétrico dividiu a energia elétrica em dois produtos: lastro e energia.

Em tese uma geradora de energia elétrica poderia comercializar toda a sua potência instalada, por exemplo: uma usina hidrelétrica que contenha três turbinas de 5MW, poderia comercializar 15MW, sendo esse o seu limite máximo de produção. Porém uma hidrelétrica depende da vazão do rio ao qual está instalada, sujeita ao risco da hidrologia, também está condicionada ao despacho do ONS para proceder o acionamento de suas turbinas e ainda deve realizar manutenção das turbinas e limpeza de dutos para permitir a vazão da água. Assim sendo, a efetiva geração de energia elétrica é inferior à capacidade instalada da usina geradora.

---

<sup>284</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/gt-modernizacao/relatorio-final> acesso em 04 mar. 2021.

<sup>285</sup> Essa distinção é relativamente recente, muitos dos contratos em vigor não fazem essa distinção, com exceção dos leilões de energia do mercado cativo.

Desse modo surgiu o conceito de energia firme, que trata produção de energia efetivamente inserida no sistema. Para haver conformidade e até mesmo previsibilidade de energia firme as geradoras de energia elétrica com base hídrica e térmica, à época da sua instalação, recebem do MME um certificado denominado garantia física de energia elétrica, que considera a vazão histórica do rio ao qual a usina foi instalada. Sobre esse montante de energia elétrica certificada como garantia física é que se realizam contratos de compra e venda com lastro (em garantia física)<sup>286</sup>.

O GT identificou dois produtos passíveis de negociação no mercado de energia: um é o contrato de energia que possui característica financeira e tem por objetivo garantir a liquidez da comercialização da energia elétrica<sup>287</sup>, o outro é um certificado de garantia física de energia elétrica correspondente à efetiva produção da energia elétrica, necessário para a segurança e robustez do sistema.

Essa diferença entre os contratos de lastro e de energia possuem justificativa jurídica com repercussões práticas. No atual modelo, um CCEAL deve cobrir 100% do montante de energia elétrica garantida através do lastro. Invariavelmente ocorre que o montante da energia consumida por um agente comprador não possuir a correspondente cobertura de lastro, situação que pode decorrer por diversos motivos como a inadimplência do vendedor ou a condição hídrica desfavorável que impediu a correspondente geração.

Essa diferença de montante é liquidada pela garantia financeira apresentada no CCEAL que paga o preço definido pelo PLD, resolvendo a posição devedora do agente comprador perante a CCEE. Contudo, isso não resolve o problema da segurança, pois independentemente da liquidez contratual o sistema exige que seja inserida carga no sistema. Essa é a importância do lastro na garantia física dos CCEALs, pois se um número relevante de contratos não inserirem a correspondente carga no sistema existe risco de suprimento de energia no sistema.

A proposta é que seja organizado um mercado que negocie contratos de energia e outro que negocie o lastro. A partir dessa segmentação é possível apurar qual é o montante de energia

---

<sup>286</sup> Disponível em [http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56\\_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf) acesso em 12 mar. 2021.

<sup>287</sup> Muito similar a uma espécie de derivativo financeiro.

lastreada (assegurada) que será inserida no sistema aprimorando o planejamento da adequabilidade do sistema.

Um dos fundamentos para a separação do lastro e da energia é que a comercialização associada de lastro e energia (quantidade contratada de cobertura financeira e o certificado de produção<sup>288</sup>) gera contágio cruzado no preço entre os contratos utilizados para cobertura financeira e no certificado de lastro<sup>289</sup>.

Essa venda associada (lastro e energia) prejudica a precificação dos contratos desconsiderando a finalidade de cada um. A separação da precificação é importante porque o mercado livre possui dinâmica diferente do mercado cativo, uma plêiade de contratos são firmados considerando as necessidades dos consumidores.

Outra repercussão da separação do lastro e energia reflete na correção da distorção existente no financiamento da expansão, encargo suportado pelos consumidores cativos. A partir da criação da contratação de lastro, todos os consumidores viabilizariam a expansão do setor elétrico garantindo o financiamento de novos empreendimentos no longo prazo, enquanto que a energia seria contratada individualmente<sup>290</sup>.

Uma nova arquitetura de mercado de energia foi formulado na tese de VIANA<sup>291</sup> em que sugere a criação de um mercado de lastro e energia. Segundo a sua análise, um mercado de energia se justifica pela existência de contratos de execução futura. Como a entrega da energia só ocorre no período da apuração do balanço, os contratos possuem característica jurídica e financeira, sujeita a diversas formas de execução e prazos<sup>292</sup>. Já o mercado de capacidade considera a contabilização e liquidação dos montantes negociados, que ocorreria no mercado de curto prazo ou mercado spot,

---

<sup>288</sup> Certificado de garantia física da energia elétrica.

<sup>289</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/lastro-e-energia.pdf> acesso em 05 mar. 2021.

<sup>290</sup> Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/alocacao-de-custos-e-riscos.pdf> acesso em 05 mar. 2021.

<sup>291</sup> VIANA, Alexandre Guedes: **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil**. 2018, Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

<sup>292</sup> *Ibid.*, p. 266/278.

assim o mercado de capacidade teria a finalidade de liquidar todas as ofertas de compra e venda do mercado<sup>293</sup>.

Nota-se que o mercado de capacidade é complementar ao mercado de energia, uma vez que a falta de cobertura de contratos negociados no mercado de energia, seriam complementados pelos contratos do mercado de capacidade.

Até a efetiva implementação da separação do lastro e energia apontado pelo GT do MME, os CCEALs se prestam tanto para o ACL quanto ao MCP. Apontamentos do GT indicam que a composição dos preços são distintos entre si, porém como utilizam dos mesmos instrumentos contratuais há um contágio cruzado influenciando na precificação recíproca de cada produto.

Essa distinção permitiria maior adesão do preço final com os elementos que compõe o seu valor. Contratos futuros teriam uma base para a composição de preços e o mercado spot teria outra base conforme a oferta e demanda do curto prazo.

A previsibilidade na formação do preço é fundamental para a negociação da energia em uma bolsa de energia. Operações de execução futura, teriam como base o mercado de energia e as operações no curtíssimo prazo, diários ou intradiários, ou até mesmo mensais considerando o período da contabilização, teriam como base o mercado de lastro. Os contratos com prazos mais longos poderiam ser supridos por serviços como hedge, swap e arbitragem, enquanto os contratos de curto prazo teriam por finalidade principal posicionar os agentes no balanço a contabilização pagando valores inferiores ao PLD.

#### 4.4 BOLSA DE VALORES: INFRAESTRUTURA DE PROTEÇÃO FINANCEIRA

O tema bolsa de energia vem sendo discutida como uma solução aos riscos de liquidez presente no MCP. Proposto na audiência pública 33<sup>294</sup>, a criação de uma bolsa de energia acoplada à uma clearing house ao final de 2021 ainda não se chegou a um consenso de que forma ocorreria sua operação em um setor já tão sofisticado quanto o elétrico.

---

<sup>293</sup> VIANA, Alexandre Guedes *op. cit.*, p. 266/278.

<sup>294</sup> NT N. 5/2017/AEREG/SE p. 14.

À margem das discussões enfrentadas pela GESEL e a EPE, o presente trabalho analisará alguns fundamentos da bolsa de valores brasileira que a princípio possuem aderência às necessidades do SEB, bem como dos CCEALs. Nessa análise, a energia elétrica poderá ser tratada como commodities, ativos ou derivativos, portanto, bens jurídicos negociáveis em bolsa de valores. A abordagem ocorrerá de forma comparativa a alguns ativos já negociados na bolsa de valores e que tenham alguma aproximação ou afinidade aos serviços prestados no setor elétrico, permitindo que assim se faça analogia aos institutos já existentes.

Espera-se de um mercado com certo grau de maturidade tenha três atributos essenciais: neutralidade, simetria de informações, liquidez<sup>295</sup>. Medidas viabilizadoras: padronização de produtos e processos; redução dos custos de transação; transparência dos dados de mercado; redução de barreiras para o ingresso de novos participantes no mercado; minimização do risco de inadimplência.

#### 4.4.1 o Sistema Financeiro Brasileiro, breves considerações

A análise da estrutura do sistema financeiro brasileiro é útil para o desenvolvimento do presente trabalho, em virtude da necessária compreensão da relação entre o mercado financeiro com o mercado produtivo e, tão importante quanto, situar qual posição uma bolsa de energia, subordinada às regras e dinâmica deste mercado, ocuparia em um contexto financeiro. Assim, a partir desse ponto, pretende-se analisar a criação de uma bolsa de energia a partir de conceitos adotados no mercado financeiro.

Sistema financeiro é o ambiente em que seus participantes podem comprar ou vender produtos financeiros, dividido em quatro grandes segmentos<sup>296</sup> que visam a circulação de moeda: (i) mercado monetário; (ii) mercado de crédito; (iii) mercado cambial; (iv) mercado de capitais. Cada um desempenha uma função específica no sistema financeiro, permeando a liberdade do mercado acionário à rigidez das operações de crédito interbancárias.

---

<sup>295</sup> Disponível em [http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_069924](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_069924) acesso em 05, mar, 21.

<sup>296</sup> CARRETE, Liliam Sanchez: **Mercado financeiro brasileiro**. Rio de Janeiro: Atlas, 2019, p. 1.

(i) O mercado monetário realiza as operações com títulos público com o objetivo de controlar a liquidez e a taxa de juro básica da economia, controlando os meios de pagamento, a política monetária, gerenciando as operações de mercado aberto, operações de redesconto e os depósitos compulsórios<sup>297</sup>.

As principais funções do mercado monetário no sistema financeiro são: executar a política monetária; garantir a transferência de recursos dos agentes superavitários e deficitários<sup>298</sup>. Função importante para dar fluxo e liquidez de dinheiro para o sistema bancário nacional.

(ii) O mercado de crédito por sua vez atua nas operações de empréstimo e financiamento realizada por instituições bancárias para fornecer capital de giro ou investimento aos agentes econômicos<sup>299</sup>. A política de crédito induz o fluxo de caixa e investimentos em capital de giro das empresas, presente também nas operações de compra e venda de produtos e serviços<sup>300</sup>.

(iii) No mercado cambial se realizam operações de troca de moedas, em que ocorrem conversões em real para moedas estrangeiras, tais conversões ocorrem através de transações comerciais de importação e exportação e remessas de divisas<sup>301</sup>. Sua regulamentação é necessária em virtude do controle de divisas de moedas estrangeiras que entram e saem do mercado financeiro brasileiro, principalmente por definir o valor da moeda nacional perante a estrangeira. As instituições financeiras atuam como entidades intermediárias na comercialização de câmbio, viabilizando as transações comerciais, financeiras e fluxo moeda estrangeira para turismo, por outro lado o Banco Central regulamenta o fluxo e estoque das reservas internacionais.

(iv) O mercado de capitais, tema relativo à nossa pesquisa, trata das operações de médio e longo prazo de títulos mobiliários para implementação de investimentos produtivos<sup>302</sup>, pode ser definido como um “conjunto de instituições e de instrumentos que negociam com títulos e valores mobiliários, objetivando a canalização dos recursos dos agentes compradores para os agentes

---

<sup>297</sup> CARRETE, Liliam Sanchez. *op. cit.*, p. 4.

<sup>298</sup> *Ibid.*, p. 32.

<sup>299</sup> *Ibid.*, p. 4.

<sup>300</sup> *Ibid.*, p. 63.

<sup>301</sup> *Ibid.*, p. 123.

<sup>302</sup> *Ibid.*, p. 187.

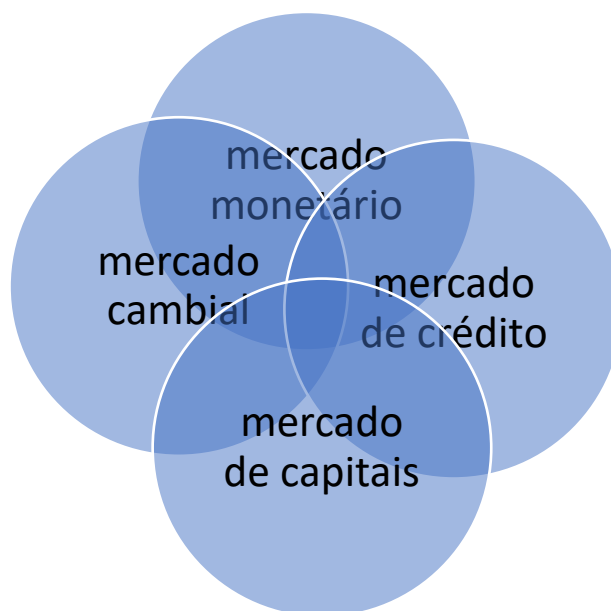


vendedores”<sup>303</sup>. O mercado de capitais permite que o investidor, ou especulador<sup>304</sup>, participe em algum momento do ciclo produtivo através de operações financeiras, investindo na produção ou no fluxo de caixa.

Instituições financeiras estruturam operações e permitem que esses títulos mobiliários, emitidos por empresas, encontrem agentes econômicos dispostos a investir seus recursos para investimentos tanto em capital fixo quanto capital de giro<sup>305</sup>.

Esses mercados muitas vezes se complementam atuando de forma síncrona, conforme representação da seguinte figura:

Figura 8: mercados do mercado financeiro.



Fonte: CARRETE, 2019.

As operações de câmbio podem utilizar estruturas ou procedimentos do mercado de capitais, até mesmo envolver ativos dos dois mercados em uma mesma operação. Resumidamente

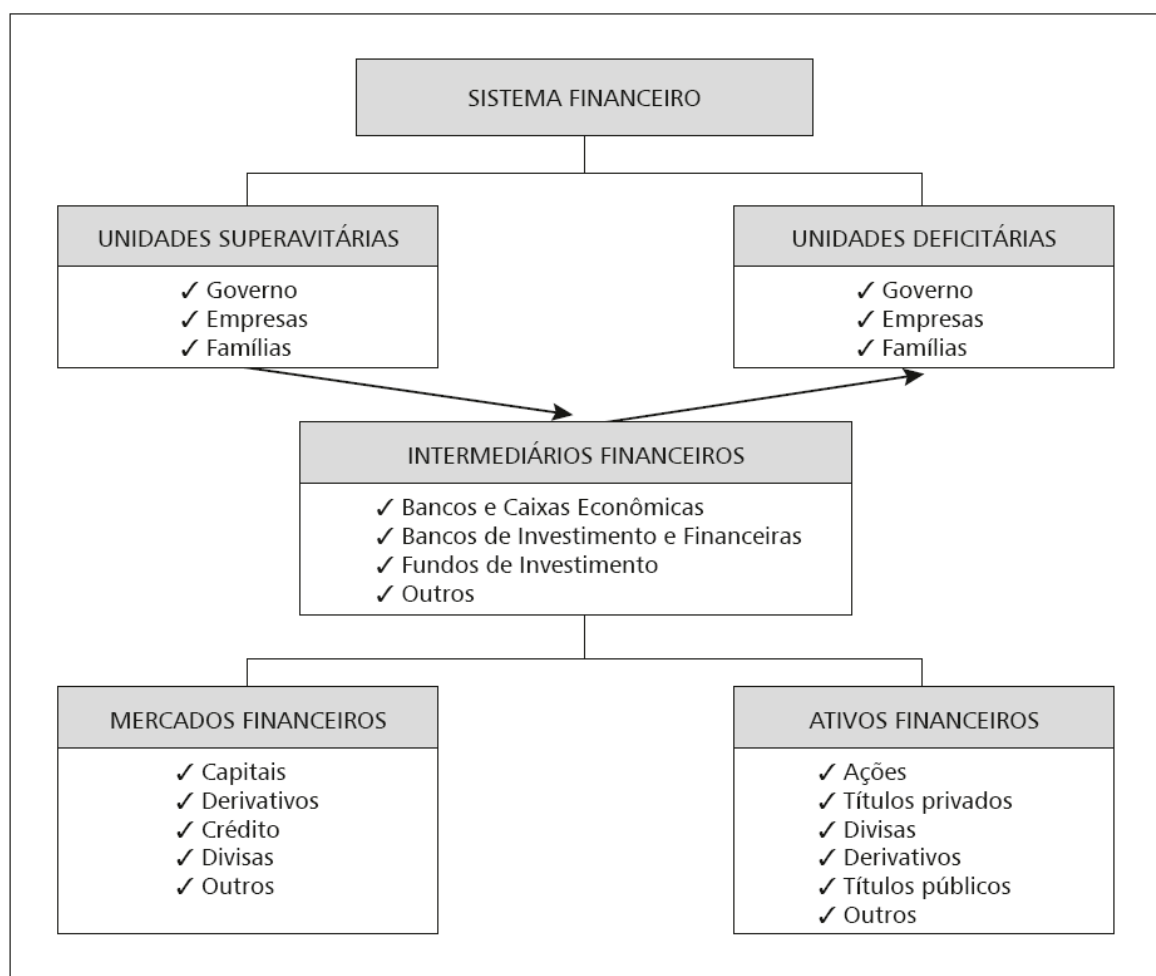
<sup>303</sup> ASSAF NETO, Alexandre: **Mercado financeiro exercícios e prática, com soluções comentadas**. 2 Rio de Janeiro: Atlas, 2019, p. 158.

<sup>304</sup> Agente do mercado financeira que assume determinados riscos, aumentando a liquidez do mercado produtivo.

<sup>305</sup> CARRETE, Liliam Sanchez, *op. cit.*, p. 4.

é possível descrever o sistema financeiro como um ambiente facilitador de operações financeiras para proporcionar a circulação de dinheiro no mercado brasileiro, o que poderia ser utilizado no SEB, com o intuito de financiar empreendimentos de geração e transmissão e promover maior liquidação nos CCEALs, trazendo ainda mais robustez financeira ao ACL e ao MCP.

Figura 9: organograma do sistema financeiro.



Fonte: PINHEIRO, 2019.

Dentro do mercado de capitais há o mercado acionário, que é mais popularmente conhecido. O mercado acionário é dividido em dois momentos: mercado primário e mercado secundário.

O mercado primário refere-se ao lançamento de venda de ações ao público por uma empresa com o objetivo de realizar aportes financeiros. Após essas ações ingressarem no mercado de capitais sua operação ocorre livremente entre os agentes em operação no mercado comprando e vendendo através de uma entidade intermediadora, consolidando assim o mercado secundário.

O mercado secundário, por sua vez, permite que essas ações sejam comercializadas entre agentes econômicos em bolsa de valores ou em um mercado de balcão organizado. Deve possuir as seguintes características: transparência, liquidez e eficiência<sup>306</sup>. A transparência refere-se ao fácil e livre acesso a informações, relativas a preço, volume negociado, oferta e demanda. A liquidez é a facilidade de comprar e vender ações com pouco risco de perda de capital. A eficiência possui relação ao rápido ajuste de preços em relação às transações.

Apesar do mercado secundário não significar ingresso de divisas à empresa que emite títulos na bolsa, as transações entre os operadores financeiros aumenta a liquidez dos valores mobiliários negociados, permitindo que tais títulos possam circular com maior fluidez, o que é desejável em um mercado saudável, pois a baixa liquidez de um valor mobiliário afasta investidores que estejam dispostos a aplicar seus recursos cujo receio seja de não haver interessados em adquirir seus títulos.

O mercado de capitais não se restringe a ações emitidas por empresas, existem inúmeros títulos mobiliários autorizados a realizar esse tipo de negociação tornando o mercado de capitais muito dinâmico, permitindo diversificadas estratégias de operações financeiras para atender aos interesses de variados tipos de agentes econômicos.

O artigo 2º da Lei 6.385/76 define quais seriam os valores mobiliários negociados no mercado de capitais, sendo alguns deles os seguintes:

- ações;
- debêntures;
- bônus de subscrição;
- certificados de depósito de valores mobiliários;
- cotas de fundos de investimento em valores mobiliários;
- notas comerciais; contratos futuros; contratos de opções;

---

<sup>306</sup> PINHEIRO, Juliano Lima: **Mercado de capitais**. 9. Rio de Janeiro: Atlas, 2019, p. 160.

- derivativos cujos ativos subjacentes sejam valores mobiliários;
- contratos de investimento coletivo que gerem direito de participação, de parceria ou de remuneração, resultante ou não de prestação de serviços, cujos rendimentos advêm do esforço do empreendedor ou de terceiros.

Cada um desses títulos permite realizar uma operação financeira diferente a depender do objeto ou da estratégia do agente econômico, podendo inclusive serem executadas de forma concomitante ou complementar. Podem ser garantias de operações (como as ações, debentures, derivativos, valores mobiliários, notas comerciais), podem ser empréstimos para pagamento a prazo (contratos futuros e contratos a termo), podem ser negociados no mercado à vista colaborando com a liquidez do mercado (ações, debêntures, derivativos, contratos, bônus). Existem inúmeras possibilidades de operação envolvendo esses valores mobiliários com o objetivo de atender múltiplos objetivos. A partir dessa flexibilidade dinâmica do mercado financeiro é que se vislumbra possibilidades de maior capitalização de valores voltados à expansão e à contribuição para o aumento da liquidez do setor elétrico.

Esses valores mobiliários podem ser negociados em bolsas de valores ou no mercado de balcão organizado. Esses dois ambientes possuem em comum a homogeneidade das informações sobre os preços dos títulos, liquidez, confiança e transparência sobre preços e quantidades negociadas<sup>307</sup>, diferente do que ocorre no mercado de balcão não organizado do ACL, em que as informações de volume e preços são privados e sigilosos.

#### 4.4.2 Afinidades da Bolsa de Valores do Brasil na comercialização de contratos de energia elétrica

A bolsa de valores no Brasil está concentrada em uma empresa de capital aberto denominada Brasil, Bolsa, Balcão conhecida como B3 S/A, com sede em São Paulo fornece serviço de infraestrutura para operações relativas ao mercado financeiro, atuando nas áreas de serviços de negociação (bolsa), pós-negociação (clearing house), registro de operações de balcão e de

---

<sup>307</sup> CARRETE, Liliam Sanchez, *op. cit.*, p. 190.

financiamento de veículos e imóveis<sup>308</sup>, todos de forma eletrônica. Os serviços prestados por aquela empresa são<sup>309</sup>:

- criação e administração de sistemas de negociação;
- compensação; liquidação; depósito e registro para todas as principais classes de ativos como ações, títulos de renda fixa até derivativos de moedas;
- operações estruturadas e taxas de juro commodities;
- contraparte central garantidoras;
- serviços de central depositária; central de registro;
- financiamento de veículos com processo de análise e aprovação de crédito.

A negociação de valores mobiliários através da B3 é uma liberalidade dos agentes econômicos interessados em realizar operações financeiras, que podem realizar essas operações em outros ambientes disponíveis no Brasil e fora dele. Essa pode ser uma vantagem dos agentes do setor elétrico, que em busca de recursos e maior liquidez em suas operações, podem optar por comprar e vender energia elétrica em um ambiente já estruturado para esse fim.

A B3 oferece serviços de mercado à vista, a prazo, de garantia, de certificação e ainda pode criar derivativos de energia elétrica, como se faz por exemplo em relação ao mercado futuro de soja, em que a circulação de valores financeiros é muito superior aos valores correspondentes ao mercado físico.

Além das regras estabelecidas pelos órgãos de controle como o Banco Central, CVM e Ministério da Fazenda, a B3 se sujeita a regulamentos internos e procedimentos de governança corporativa para traduzir ampla transparência em relação às suas transações, fiscalizar a adequação da emissão de títulos e valores mobiliários com as disposições legais relativas a operações em bolsa, dar ampla e rápida divulgação das operações efetuadas, afastar o risco de manipulação de preços, detectar movimentos anormais de mercado, monitorando-os, e se for o caso, suspendendo a negociação<sup>310</sup>.

Além de viabilizar um ambiente de negociação dos valores mobiliários, a B3 fornece um serviço muito próprio e importante para a segurança das operações atuando como contraparte

---

<sup>308</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 345.

<sup>309</sup> *Ibid.*, p. 346.

<sup>310</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 346.

(clearing house). O fato de oferecer esse serviço, bem como estruturar os procedimentos das transações, pode exigir dos agentes econômicos garantias, protegendo a liquidez das transações. Característica muito importante, pois tal estrutura pode diminuir o risco de liquidez do CCEALs do ACL e do MCP. Atuando no mercado à vista e no mercado a prazo (mercado futuro e mercado a termo), a B3 pode atender uma faixa de consumidores, e até mesmo geradores, que tenham interesse em maior segurança em suas transações, optando por negociar seus contratos na bolsa de valores e concomitantemente sujeitando-se às regras do ACL e do MCP.

Uma das vantagens de inserir novos produtos na B3, como ativos lastreados nos CCEALs, é a expertise de atuação em mercado à vista, mercados futuros e mercados a termo, atendendo as necessidades de cada uma delas. Tal abertura pode ser utilizada como um período de transição para algumas das propostas apresentadas pela GESEL.

#### 4.4.3 Mercado de balcão

Valores mobiliários são espécies de contratos, cujo objeto é um crédito comercializável por qualquer interessado. À medida que esses contratos vão se sofisticando, existem ambientes que oferecem determinada infraestrutura para que haja estímulo para sua circulação com regras pré-estabelecidas para garantir a segurança e transparência. Grande parte dos derivativos não são negociados em bolsas de valores, sendo que muitas delas ocorrem em mercados de balcão (OTC, over-the-counter) ou até mesmo de forma descentralizada fora de balcão<sup>311</sup>. O mercado de balcão proporciona circulação de informação, encontro entre compradores e vendedores, padronização de contratos, regras de contratos a termo e futuros, pode apresentar às partes uma contraparte central (CPP), que garante a liquidação dos contratos.

Os CCEALs são exemplos de valores mobiliários negociados livremente entre os operadores do sistema em um mercado de balcão não organizado, tal transação ocorre de forma privada e sigilosa, sendo que tais contratos somente produzem efeitos perante à CCEE através do seu registro e validação para serem contabilizados no mês de vencimento. Tal praxe aproxima-se

---

<sup>311</sup> HULL, John C.: **Opções, futuros e outros derivativos** [recurso eletrônico]; tradução: Francisco Araújo da Costa; revisão técnica: Guilherme Ribeiro de Macêdo. – 9ª ed. – Porto Alegre: Bookman, 2016, p. 3.

em muito à prática ocorrida em ambientes de negociação de valores mobiliários no mercado financeiro. Valores mobiliários podem ser negociadas dentro de fora de bolsa de valores, uma das possibilidades de negociar esses ativos é o mercado de balcão, que por sua vez pode ser subdividido em mercado de balcão organizado e não organizado.

O mercado de balcão organizado sujeita-se a regras específicas, diferentes da bolsa de valores, é caracterizado pela manutenção de uma estrutura que permite a realização de negócios em um ambiente livre e que seja proporcionado liquidez aos títulos nele negociados<sup>312</sup>.

O mercado de balcão não organizado, por outro lado não dispõe de um ambiente centralizado para organizar as transações, trata-se também de um mercado livre de negociação, porém os riscos são suportados pelas contrapartes e os contratos não são padronizados.

O ACL comporta-se como um mercado de balcão não organizado<sup>313</sup>, pois os CCEALs são contratos de pagamento a prazo, negociadas de forma descentralizada, de forma sigilosa e a exigência de garantia é bilateral.

O mercado de balcão e a bolsa de valores são ambientes distintos entre si, estima-se que o volume de derivativos negociados em um mercado de balcão seja muito superior àqueles negociados em bolsa.

---

<sup>312</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 351.

<sup>313</sup> COSTA, Leonardo Novello: **O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil** / Leonardo Novello Costa; dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2018.

Gráfico 4: relação entre o mercado de derivativos de balcão e o mercado de derivativos em bolsa de valores.

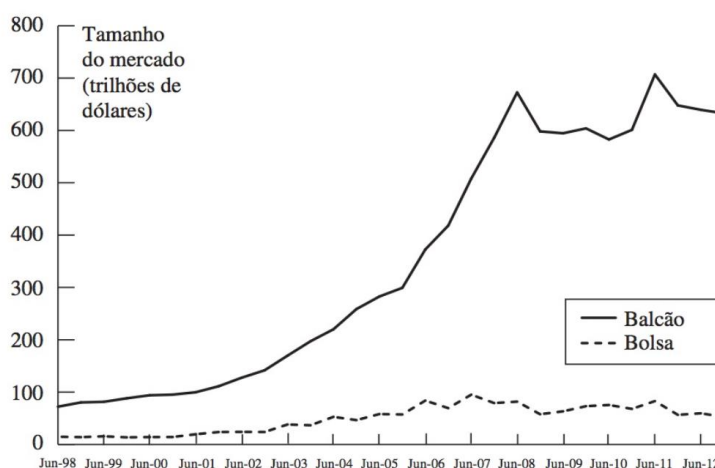


FIGURA 1.1 Tamanho dos mercados de derivativos de balcão e negociados em bolsas.

fonte: HULL, 2016.

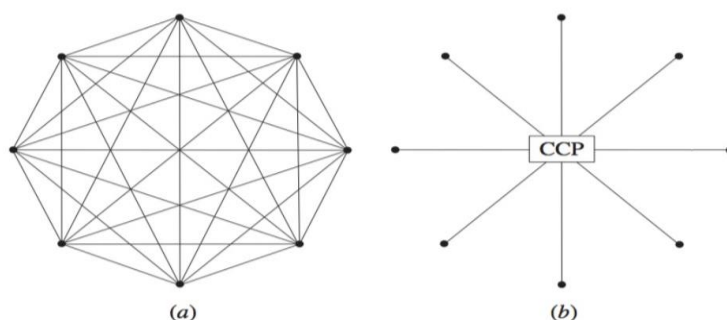
Conforme o gráfico 4, o Banco de Compensações Internacionais começou a coletar dados estatísticos a partir de 1998, em que foi realizada a análise do total de transações entre os valores negociados em mercados de balcão e em bolsa de valores entre no período de 1998 a 2012. O mercado de balcão atingiu U\$632,6 trilhões, enquanto o mercado de bolsa atingiu U\$52,6 trilhões. A partir desse gráfico é possível concluir que o mercado de balcão é aproximadamente 12 vezes maior do que o mercado de bolsa de valores.

Após a celebração de um contrato de balcão, as contrapartes podem ser apresentadas a uma contraparte central (CCP), similar a uma câmara de compensação de uma bolsa de valores, cujo o objetivo é trazer liquidez aos contratos independente de ocorrência de default de uma das partes. Basicamente a CCP é um garantidora multilateral que por sua vez possui garantias de cada uma das partes contratantes. Existe também a possibilidade de os contratos serem compensados de forma bilateral, hipótese de dispensa da CCP.

As operações realizadas em um mercado de balcão ocorrem através de uma série de acordo bilaterais simultâneas entre os participantes do mercado, sendo que todas as negociações são centralizadas na CCP, em que age como uma câmara de compensação.



Figura 10: negociação centralizada de uma câmara de compensação



**FIGURA 2.2** (a) A maneira tradicional de operação dos mercados de balcão: uma série de acordos bilaterais entre os participantes do mercado; (b) como os mercados de balcão operariam com uma única contraparte central (CCP) atuando como câmara de compensação.

fonte: HULL, 2016.

Conforme a figura 9, a figura (a) representa um mercado de balcão descentralizado, em que os operadores do mercado negociam seus títulos entre si, de forma direta e bilateral. A figura (b), por outro lado, representa um mercado de balcão organizado, em que a CCP é a contraparte central em que negocia simultaneamente com todos os operadores do mercado, atuando como uma câmara de compensação.

Os CCEALs são comercializados no mercado de balcão descentralizado. Seria positivo se houvesse uma entidade que concentrasse esse mercado de balcão e o tornasse centralizado, o que representaria segurança às partes, maior transparência nos contratos e por consequência haveria maior liquidez afastando o risco de default no MCP.

#### 4.4.4 Derivativos

Derivativos podem ser conceituados como contratos cujos valores e características de negociação estão vinculados a um ativo que lhes servem de referência, assim, derivativos são ativos financeiros que dependem de valores de outros ativos financeiros<sup>314</sup>.

<sup>314</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 416.

SANTOS<sup>315</sup> define como: “instrumentos financeiros cujo preço dependa das características de outros ativos ou instrumentos financeiros”. É possível inferir que ativos são uma espécie de contrato ou instrumento jurídico com reflexos financeiros que permite alocar o seu valor à outro tipo de instrumento ou índice.

Os derivativos podem ser ainda mais variados que os próprios ativos, pois podem derivar de outro ativo ou contrato, sendo que o preço de negociação esteja vinculado à variação do valor do ativo, permitindo que investidores apliquem seus recursos em especulação ou proteção contra risco<sup>316</sup>. Além dos derivativos possuírem um valor intrínseco próprio, permite que o operador utilize de operações financeiras para gerenciamento de risco, por exemplo: atração ao capital de risco, permitindo garantias de preços futuros para ativos; criação e defesas em relação à variação de preços; estimular a liquidez do mercado físico; gerenciamento de risco e redução de preços dos bens; realização de negócios de maior porte com volume relativamente pequeno de capital e nível de conhecimento de risco<sup>317</sup>.

Os derivativos podem ser utilizados como mecanismo de gestão de risco, sendo que algumas operações financeiras como contratos a termo, contratos futuros, arbitragem, operações de swap e operação de opções são considerados derivativos, permitindo que os especuladores assumam os riscos da operação<sup>318</sup>.

Derivativos também podem representar contratos a prazo, como o contrato a termo. Essa modalidade de contrato permite comprar ou vender um ativo em uma data futura a um preço específico<sup>319</sup>, esse tipo de operação financeira tem por finalidade preservar o comprador e vendedor de grandes flutuações de preço de determinado ativo, por exemplo soja. Assim, as contrapartes firmam um preço sobre determinado ativo, protegendo-os da flutuação do preço em dado intervalo de tempo.

Derivativos de commodities de energia são negociados em bolsa de valores e mercado de balcão, dentre os produtos de energia é possível indicar três produtos distintos: petróleo, gás natural

---

<sup>315</sup> SANTOS, José Carlos de Souza: **Derivativos e renda fixa: teoria e aplicações ao mercado brasileiro** – 1. Ed. – [3. Reimpr.]. – São Paulo: Atlas, 2019, p. 2.

<sup>316</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 800.

<sup>317</sup> *Ibid.*, p. 803.

<sup>318</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 800.

<sup>319</sup> HULL, John C. , *op. cit.*, p. 6.

e a energia elétrica. Sobre essas três commodities HULL<sup>320</sup> sustenta que sofrem processos de reversão à medida, ou seja, à medida que o preço de uma fonte de energia aumenta, existe uma probabilidade que o consumo diminua e a produção aumente, criando uma pressão negativa sobre os preços, por outro lado, se o preço da energia diminui, ela pode ser mais consumida, mas a produção torna-se menos viável economicamente, criando uma pressão para o aumento de preço. Tais flutuações de preço podem causar impactos financeiros indesejáveis tanto aos geradores quanto para os consumidores. A utilização de derivativos em operações financeiras, como mercado futuro, o mercado a termo e o hedge, podem mitigar essas flutuações afastando o risco de iliquidez.

O mercado de derivativos possui basicamente três participantes: hedger; especulador; arbitrador<sup>321</sup>. O hedger é um agente que oferece proteção frente aos riscos de flutuação de preços de mercado voltado à gestão de risco de seus ativos. O especular é um agente econômico que visa realizar lucro em relação à oscilação de preços do mercado, possui o papel de assumir os riscos das variações sendo um operador fundamental para a liquidez do mercado financeiro. O arbitrador opera na diferença de preços entre dois mercados, negociando produtos de menor valor e vendendo no de maior valor obtendo lucro com a diferença de preços. O arbitrador é importante para manter o equilíbrio de preços entre ativos de diferentes mercados.

Dentro do mercado de derivativos existe uma espécie de operação denominada swap cujo objetivo é minimizar riscos. Trata de uma operação financeira que troca um risco ou fluxo de caixa por outro de um ativo ou um passivo<sup>322</sup>. Também é definido pela troca de taxas de juros ou de índices relacionados a um empréstimo, o swap permite que haja troca de fluxos de caixa por um determinado período de tempo, tendo por objetivo maior proteção à operação e redução do custo financeiro do tomador<sup>323</sup>.

Existem basicamente duas grandes operações de swap no mercado<sup>324</sup>: swap de taxa de juros e swap de taxa de câmbio. A base de ajuste de valores de cada uma dessas taxas é distinta,

---

<sup>320</sup> *Ibid.*, p. 842.

<sup>321</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 802.

<sup>322</sup> TOLEDO FILHO, Jorge Ribeiro de: **Mercado de capitais brasileiro: uma introdução**, São Paulo: Cengage Learning, 2006, p. 117.

<sup>323</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 812.

<sup>324</sup> *Ibid.*, p. 812.

enquanto a taxa de juros sujeita-se a previsibilidade, a taxa de câmbio oscila de acordo com o fluxo da moeda estrangeira.

Para se realizar uma operação de swap são necessários pelo menos dois agentes que possuam investimentos em ativos distintos entre si, como renda fixa e taxa de câmbio. As características essenciais dos dois ativos são distintas entre si, enquanto a renda fixa possui rendimento baixo porém estável, garantido segurança ao seu portador, a taxa de câmbio pode gerar rendimento mais atrativo, porém, riscos mais acentuados. O swap é a troca de resultados entre ativos em determinada data.

Caso o portador da renda fixa queira investir no resultado de um aumento da taxa de câmbio, pode fazer uma operação de swap com o portador de um ativo lastreado à taxa de câmbio. do mesmo modo, caso um portador de taxa de câmbio, não queira de sujeitar às variações de preço de moeda, pode fazer uma operação swap com renda fixa, para ter mais estabilidade.

Esta “substituição” é uma operação financeira que resulta na confluência de interesses distintos, uma relativa à assunção de maiores riscos com maiores possibilidade de rendimento, a outra visa maior segurança.

Opções de ações também tem a função de trazer segurança aos operadores. O contrato de opções dá um direito de exercício de aquisição ou venda de um ativo a um preço previamente determinado em data futura<sup>325</sup>, o exercício desse direito depende das condições de mercado. As opções são uma espécie de hedge, pois tem a função de proteger um dos agentes da variação do preço do ativo.

Existem duas posições nas operações de opção: a opção de compra (put options); a opção de venda (call options)<sup>326</sup>. O comprador e vendedor celebram um contrato de opções sobre um determinado ativo, por exemplo quotas de uma ação, com data certa de vencimento e preço pré-fixado. O direito ao exercício pode incorrer sobre a promessa de compra ou a promessa de venda, ficando uma das contrapartes sujeitas ao preço pré-fixado e ao interesse do titular da opção na sua compra ou venda.

---

<sup>325</sup> FIGUEIREDO, Antônio Carlos, *op. cit.*, p.72.

<sup>326</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 426.

#### 4.4.5 Mercado de opções

O mercado de opções atua na compra e venda de bens em data futura o qual através de uma operação financeira protege o vendedor ou o comprador da oscilação de preços ou de determinados riscos inerentes à transação. As opções são instrumentalizadas através de contratos que definem direitos e obrigações e podem ser comercializadas em uma bolsa de valores ou em balcão.

Contratos de opções representam uma espécie de operação financeira em que um investidor compra o direito de adquirir ou não um determinado ativo, pagando uma contraprestação ao vendedor denominada prêmio<sup>327</sup>.

Pode ser definido como um contrato de compra e venda cujo pagamento e a transferência do bem ocorrem em data futura, mediante o pagamento de um prêmio à vista, em que o aperfeiçoamento do negócio depende de condição<sup>328</sup> para o que o adquirente exerça o direito de opção.

Uma operação de opções assemelha-se com uma apólice de seguro, no qual quem compra uma opção paga o prêmio e tem o direito<sup>329</sup>, tal mecanismo seria útil para conferir maior proteção financeira aos CCEALs tanto na posição de comprador quanto de vendedor.

O comprador do contrato de opção adquire o direito de comprar ou vender um determinado ativo sem assumir uma obrigação, esse tipo de operação considera os riscos da operação atuando como um instrumento financeiro para diminuir prejuízos ou alavancar lucros. Os ativos negociados em um mercado de opções podem ser: ações, índices de preços, ouro, dólar, taxas de juros e outros bens ou direitos precificáveis<sup>330</sup>.

Segundo ASSAF NETO<sup>331</sup> existem duas espécies de posições negociadas: opções de compra (calls); opções de venda (puts).

---

<sup>327</sup> *Ibid.*, p. 331.

<sup>328</sup> Código Civil. art. 121.

<sup>329</sup> FIGUEIREDO, Antonio Carlos, *op. cit.*, p. 72.

<sup>330</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 331.

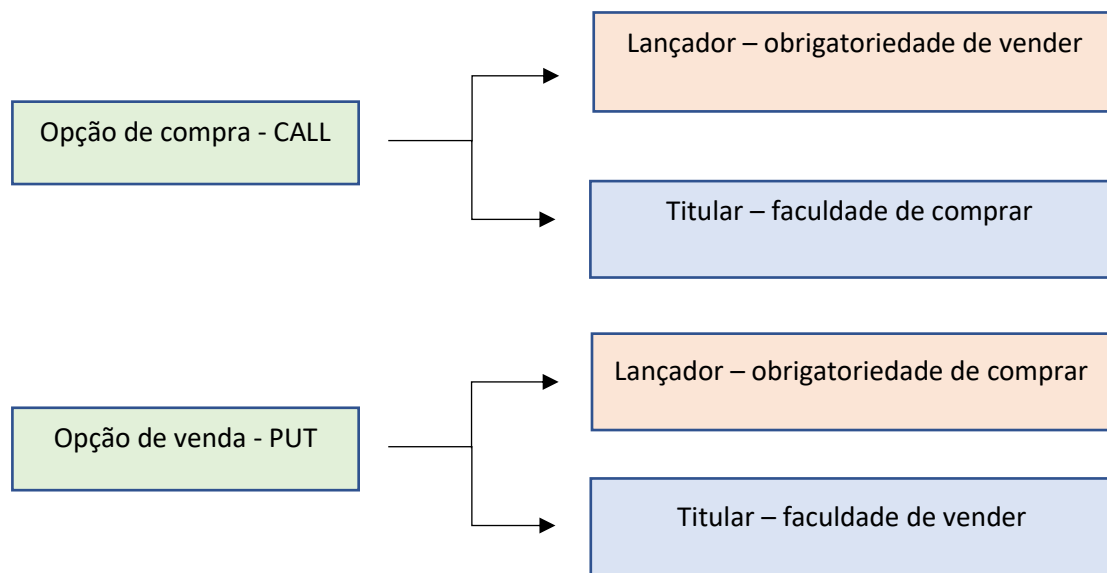
<sup>331</sup> *Ibid.*, p. 333.

As opções de compra (call) conferem a liberalidade do comprador da opção em adquirir determinado ativo por valor e prazo previamente definidos, sem a obrigatoriedade de exercê-lo. O vendedor da opção de compra possui o dever de entregar a coisa desde que exigida pelo comprador.

Por outro lado, as opções de venda (put) conferem ao vendedor do contrato de opção a obrigação de vender ou não um ativo por preço e prazo pré-estabelecidos, sendo a escolha da venda do ativo uma faculdade que cabe ao comprador do contrato de opções de venda.

O lançador é o sujeito que oferece o contrato de opção de CALL ou PUT e os compradores desses contratos são denominados titulares. Assim, um investidor (lançador) manifesta a sua vontade em vender um contrato de opções referente à uma opção de venda ou opção de compra. No fim das contas o lançador assume as obrigações e o titular do contrato de opção adquire o direito.

Figura 11: opções de CALL e PUT.



Fonte: autor, 2021.

Para celebrar um contrato de opção o titular, ou comprador do contrato de opções, deve pagar um prêmio, que é uma espécie de caução pago à vista, conferindo-lhe o direito de comprar

ou vender um ativo. Nesse contrato é celebrado o dia do vencimento e o preço de exercício<sup>332</sup> que é estabelecido pela própria bolsa de valores. A variação do preço é o que define se haverá a compra ou a venda do ativo<sup>333</sup>.

Há uma distinção quanto ao exercício do direito do titular podendo ser adotadas duas modalidades: opções americanas; opções europeias<sup>334</sup>. As opções americanas permitem que o direito seja exercido antes da data de vencimento, nas opções europeias o exercício somente ocorre na data do vencimento.

Essas operações ocorrem de forma escritural cujas posições de lançadores e titulares são registradas em uma bolsa de valores, através de códigos que identificam cada parte<sup>335</sup>. Os vencimentos das opções, segundo a B3, ocorrem uma vez por mês com dias previamente estabelecidos em calendário<sup>336</sup>. Os códigos com os respectivos meses de vencimento ocorrem conforme a tabela a seguir:

---

<sup>332</sup> Preço que deverá ser adotado como parâmetro no dia do vencimento.

<sup>333</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 334.

<sup>334</sup> BRITO, Osias Santana de: **Mercado Financeiro**. 3ª. Ed. São Paulo: Saraiva Educação, 2020, p. 456, p. 88

<sup>335</sup> ASSAF NETO, Alexandre, *op. cit.*, p. 334.

<sup>336</sup> Disponível em [http://www.b3.com.br/pt\\_br/solucoes/plataformas/puma-trading-system/para-participantes-e-traders/calendario-de-negociacao/vencimentos/vencimentos/](http://www.b3.com.br/pt_br/solucoes/plataformas/puma-trading-system/para-participantes-e-traders/calendario-de-negociacao/vencimentos/vencimentos/) acesso em 12 jul. 2021.

Tabela 4: datas de vencimento dos contratos de opção segundo o calendário da B3.

Mês de vencimento	Série da opção de compra (CALL)	Série da opção de venda (PUT)
Janeiro	A	M
Fevereiro	B	N
Março	C	O
Abril	D	P
Maiο	E	Q
Junho	F	R
Julho	G	S
Agosto	H	T
Setembro	I	U
Outubro	J	V
Novembro	K	W
Dezembro	L	X

Fonte: B3.

Uma opção é identificada por uma série de códigos e letras que indicam o ativo, vencimento e valor do derivativo:



Figura 12: exemplo de código de um contrato de opção.

## Código de Negociação de Opções



### Código de Negociação de Opções

Estrutura do Código



Fonte: B3 disponível em

<http://www.b3.com.br/data/files/12/74/91/78/B7A7061099BE5706790D8AA8/Formacao-do-codigo-de-negociacao-para-opcoes.pdf> acesso em 12 jul. 2021.

O código de contratos de opções é formado por cinco elementos: mercadoria, mês de vencimento, ano, tipo de opção e preço de exercício. Assim, o titular pode identificar o produto que está adquirindo através desses códigos e os contratos são padronizados.

Tabela 5: exemplos de códigos de contratos de opção.

**Exemplos:**

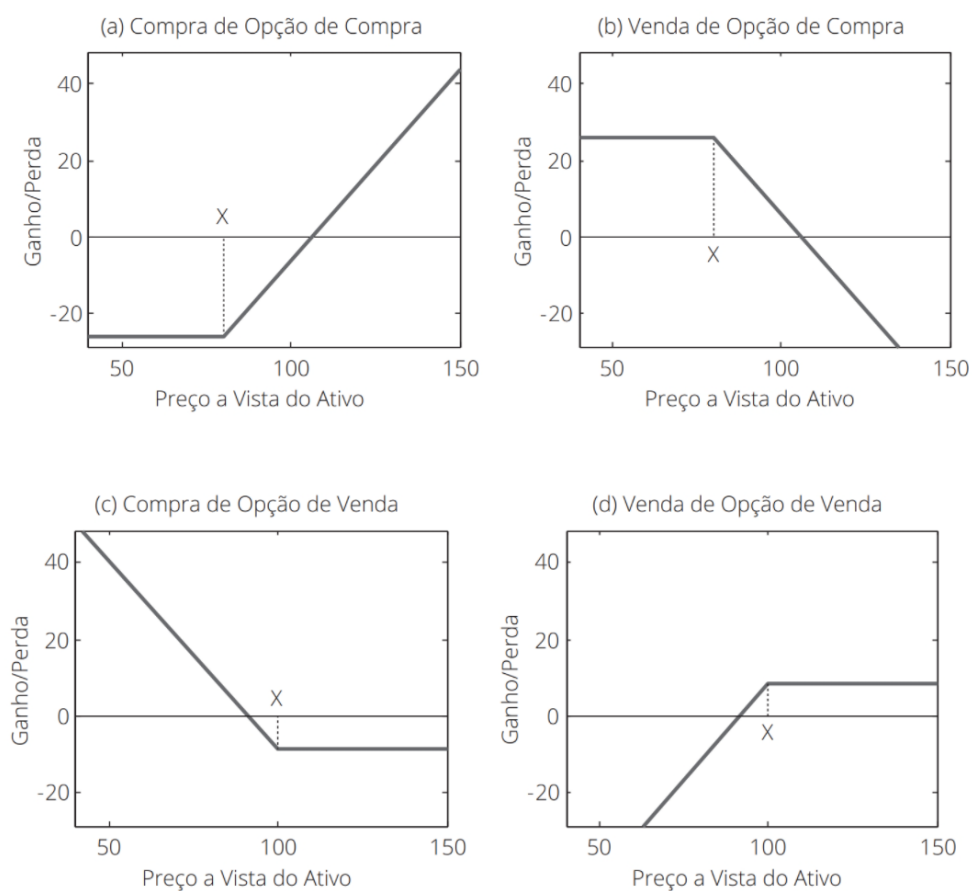
Código de Negociação	Descrição
DOLJ09C001550	Opção de compra sobre dólar comercial; vencimento em abril de 2009; preço de exercício de R\$/US\$ 1.550,00
D12N09C000900	Opção de compra sobre DI de 1 dia série tipo 2; vencimento julho de 2009; preço de exercício 9,00 pontos de taxa.
BGIK09P006000	Opção de venda sobre futuro do boi gordo; vencimento em maio de 2009; preço de exercício R\$ 60,00 por arroba
ICFU09C012500	Opção de compra sobre futuro de café arábica; vencimento em agosto de 2009; preço de exercício US\$/60kg 125,00

Fonte, B3, disponível em <http://www.b3.com.br/data/files/12/74/91/78/B7A7061099BE5706790D8AA8/Formacao-do-codigo-de-negociacao-para-opcoes.pdf> acesso em 12 jul. 2021.

Assim, um eventual interessado pode identificar o contrato de opção de seu interesse através do código padronizado pela B3.

A escolha do titular na opção de exercer o seu direito na compra ou venda do ativo subjacente depende do preço do dia do vencimento conforme a figura abaixo:

Figura 13: probabilidades de opções.



fonte: SOUZA, 2021.

Na figura acima o valor X representa o prêmio que é pago pelo titular e é correspondente ao preço pela aquisição do contrato, o valor 0 (zero) representa o limite de perda ou ganho que definirá a opção pela compra ou venda do ativo subjacente.

Na hipótese (a) o valor do ativo subjacente subiu, tornando lucrativa a aquisição do derivativo pelo comprador.

Na hipótese (b) o valor do ativo subjacente caiu, sendo que o limite de perda para o comprador será apenas o valor do prêmio.

Na hipótese (c) se o preço do ativo cair o comprador da opção de venda (titular) tem uma perda de no máximo o valor do prêmio.

Na hipótese (d) se o preço do ativo subir o lançador terá o resultado no valor do prêmio mas deverá transferir o ativo para o titular.

Sobre a precificação da opção utiliza-se dois modelos para calcular seu valor: modelo Black & Scholes; modelo binomial.

O modelo Black & Scholes geralmente é adotado para elaborar a precificação nas opções europeias, essa equação considera variáveis como o preço à vista do ativo-objeto, preço de exercício, taxa de juros, tempo de vencimento, volatilidade do ativo-objeto, função de probabilidade e prêmio hipotético de call e put<sup>337</sup>.

O modelo binomial é utilizado nas negociações de opções americanas, em que não é possível apurar os valores pelo modelo Black & Scholes<sup>338</sup>. Basicamente esse modelo adota uma base probabilística inversa utilizando um diagrama denominado a árvore binomial<sup>339</sup>. Esse modelo considera as possibilidades no decurso do tempo, sendo que existe uma probabilidade de subir por um certo valor percentual e determinada probabilidade de cair por um certo valor percentual<sup>340</sup>.

---

<sup>337</sup> Figueiredo, Antonio Carlos, *op. cit.*, p. 182, p. 92/101.

<sup>338</sup> *Ibid.*, p. 182, p. 104/108.

<sup>339</sup> Pode ser expressa por um diagrama com várias situações hipotéticas.

<sup>340</sup> HULL, John C. , *op. cit.*, p. 293/295.

Tabela 6: quadro resumo de uma operação de opção.

QUADRO RESUMO	
Contrato de opção	Contrato de compra e venda futuros cujo aperfeiçoamento exige condição
Lançador	Quem oferece o contrato de opção
Titular	Quem compra o contrato de opção
Call	Opção de compra
Put	Opção de venda
Prêmio	Valor pago ao lançador como remuneração pelo contrato de opção
Preço de exercício	Preço no dia do vencimento
Preço da ação	Preço no dia da compra
Opções americanas	Podem ser exercidas antes do vencimento
Opções europeias	Podem ser exercidas somente na data do vencimento
Modelo Black & Scholes	Modelo de precificação da opção pelo sistema europeu
Modelo binomial	Modelo de precificação da opção pelo sistema americano

Fonte: autor, 2021.

O mercado de opções pode atuar no mercado de energia como uma espécie de seguro ou mecanismo financeiro de mitigação de risco de preço. Tanto o vendedor quanto o comprador poderiam lançar contratos de opções no ACL para protegerem-se da alta volatilidade do preço da energia elétrica.

#### 4.4.6 Câmaras de compensação e liquidação - clearing house

Segundo o portal do investidor<sup>341</sup> existe uma etapa de pós-negociação dos valores comercializados relativa à entrega de ativos e o respectivo pagamento. Esta etapa é intermediada por sistemas de compensação de liquidação de títulos e valores mobiliários, com o objetivo de trazer segurança aos investidores. As câmaras de compensação integram o sistema de pagamentos brasileiros – SPB, sujeitando-se a normas operacionais, com o intuito de garantir a entrega dos ativos e o seu pagamento para reduzir riscos do sistema financeiro e garantir a segurança de todo o sistema<sup>342</sup>.

Existem várias câmaras de compensação atuando no Brasil pertencentes ao SBP<sup>343</sup>:

- Câmara Interbancária de Pagamentos – CIP, atua nas transferências bancárias inferiores à R\$5.000,00;
- Serviço de Compensação de Cheques e Outros Papéis – COMPE, realiza a compensação de operações como DOCs, cheques e boletos;
- Central de Custódia e de Liquidação Financeira de Títulos – CETIP, negocia títulos privados e alguns títulos públicos;
- Câmara de Ativos, presta serviços de compensação, liquidação e controle de risco aos mercados de renda fixa pública ou privada e variável, também como contraparte garantidora para os três mercados e nas operações de ativos;
- Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC, responsável pela guarda e liquidação de Títulos Públicos Federais vinculada ao Banco Central;
- Clearing de Câmbio da B3, objetiva a redução do custo operacional dos bancos, através de operações e eliminação de risco de crédito;
- Câmara de Compensação de Derivativos B3, com a função de promover a manutenção de registro das operações realizada no pregão de viva-voz, pregão

---

<sup>341</sup> A CVM possui uma página na internet com a finalidade de apresentar de forma didática a operação do mercado financeiro, sendo útil na apresentação de conceitos e funcionamento de algumas operações e entidades que viabilizam as operações. [www.investidor.gov.br](http://www.investidor.gov.br)

<sup>342</sup> Disponível em:

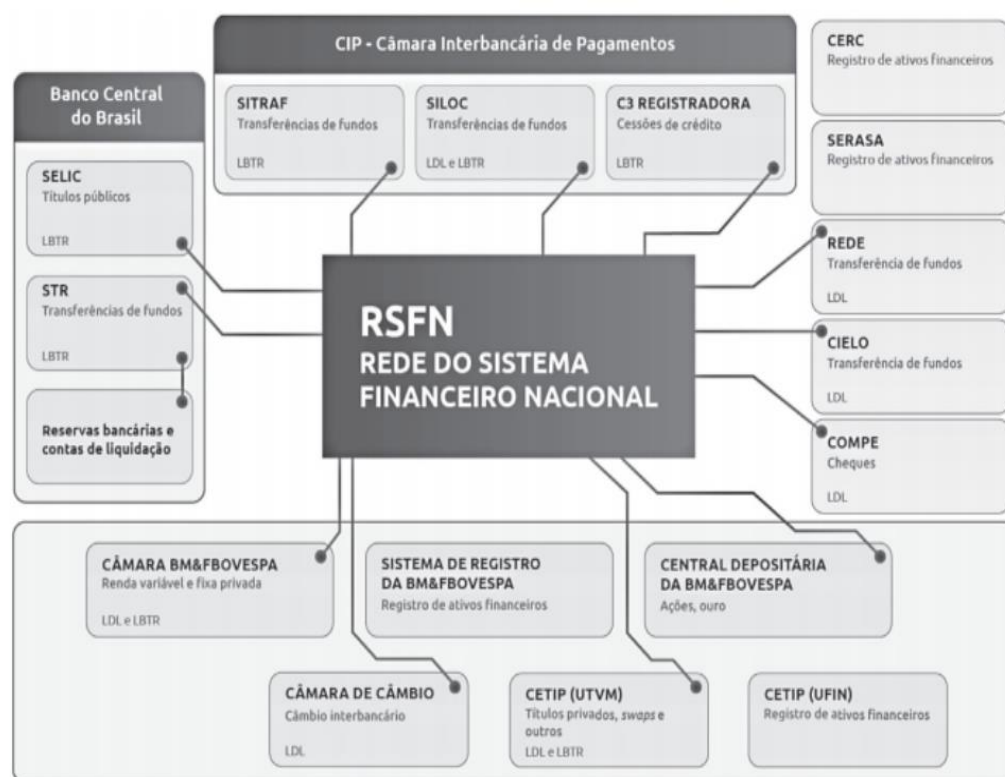
[https://www.investidor.gov.br/menu/Menu\\_Investidor/sistema\\_distribuicao/camaras\\_compensacao.html](https://www.investidor.gov.br/menu/Menu_Investidor/sistema_distribuicao/camaras_compensacao.html) acesso em 22 fev. 2021.

<sup>343</sup> BRITO, Osias Santana de, *op. cit.*, p. 220.

eletrônico e em sistema de operações de mercado de balcão e à compensação e liquidação física e financeira de contratos, administração de risco e garantia de cumprimento das obrigações assumidas.

Figura 14: rede do sistema financeiro nacional.

**Figura 13.1** Banco Central do Brasil e a rede do sistema financeiro nacional



Fonte: B3 – Brasil, Bolsa, Balcão

Fonte: B3.

Uma câmara de compensação assume uma posição de contraparte central, tornando-se compradora e vendedora em relação a todos os agentes envolvidos. Assim, a clearing compra de todos os vendedores e vende a todos os compradores, garantindo a entrega dos ativos e o correspondente pagamento. Para realizar essa operação a câmara de compensação exige garantias tanto de vendedores quanto de compradores, organizando um sistema hierárquico de obrigações e

alocação de garantias envolvendo investidores, corretoras, agentes de compensação e a própria câmara de compensação<sup>344</sup>.

Dentre as opções existentes de câmaras de compensação, a Câmara de Compensação de Derivativos da B3 poderia ser uma opção viável para a negociação de CCEALs.

A Câmara de Compensação de Derivativos trata de um departamento da B3 que presta os seguintes serviços<sup>345</sup>:

- registro de operações em pregão de viva-voz e eletrônico;
- registro de operações em sistema de operações de mercado de balcão;
- compensação física e financeira de contratos;
- administração de risco e garantia do cumprimento das obrigações.

O regulamento da Câmara de Derivativos<sup>346</sup> estabelece que a câmara assume a posição de contraparte central na liquidação exclusivamente em relação aos membros de compensação, possuindo salvaguardas e instrumentos para a administração e controle de risco com o objetivo de garantir o cumprimento das obrigações assumidas, realizando atividades e serviços para o seu cumprimento. Opera nos mercados de derivativos financeiros e de commodities listados e de balcão.

O regulamento também prevê uma cadeia de participantes necessários para a realização das operações relativas à cadeia de responsabilidades na liquidação das operações<sup>347</sup>:

- membro de compensação;
- liquidante;
- participante de negociação pleno;
- participante de liquidação;
- participante de negociação;

---

<sup>344</sup> Disponível em:

[https://www.investidor.gov.br/menu/Menu\\_Investidor/sistema\\_distribuicao/camaras\\_compensacao.html](https://www.investidor.gov.br/menu/Menu_Investidor/sistema_distribuicao/camaras_compensacao.html) acesso em 22 fev. 2021.

<sup>345</sup> BRITO, Osias Santana de, *op. cit.*, p. 218.

<sup>346</sup> Disponível em

[http://www.b3.com.br/data/files/36/07/AC/F1/1C916710700BFA57AC094EA8/Regulamento%20da%20Camara%20B3\\_20201130.pdf](http://www.b3.com.br/data/files/36/07/AC/F1/1C916710700BFA57AC094EA8/Regulamento%20da%20Camara%20B3_20201130.pdf) acesso em 19/07/21.

<sup>347</sup> BRITO, Osias Santana de, *op. cit.*, p. 218/219.



- agente de custódia;
- depositário do agronegócio;
- banco emissor de garantias;
- comitente.

Tais agentes referem-se, entre outros, ao banco liquidante, corretora de mercadorias, corretor de algodão, soja, trigo, milho, armazém geral, usina ou silo, supervisor de qualidade necessários para a consecução das operações realizadas na cadeia de compra e venda de derivativos de commodities, sendo passíveis da entrega física do objeto negociado.

A câmara de compensação assume uma posição de compradora do vendedor e vendedora do comprador (contraparte central), para fins de liquidação da operação.

Essa estrutura é viável para a comercialização de CCEALs, sendo que a câmara de compensação e liquidação poderia ao mesmo tempo registrar os contratos perante a CCEE e promover a correspondente liquidação financeira de eventuais inadimplências.

#### 4.4.7 Mercado futuro

O mercado futuro negocia um tipo de derivativo lastreado por um contrato futuro, tem por objeto um bem, mercadoria, insumo ou ativo financeiro, sua negociação ocorre na bolsa de valores e por definição prévia seus produtos devem ser homogêneos. As condições de transferência de titularidade desses ativos também são definidas previamente pela B3, com cláusulas previstas em contrato. As contrapartes, comprador e vendedor, não possuem liberdade de negociar os termos contratuais, restringindo-se apenas à quantidade e ao preço do ativo negociado sendo que os demais parâmetros são estabelecidos pela B3.

O mercado futuro pode ser considerado um aperfeiçoamento do mercado a termo, em que o comprador e o vendedor podem reverter a sua posição<sup>348</sup> antes da data do vencimento, ou seja, podem promover a liquidação da transação antes do prazo estabelecido, sendo que essas negociações futuras sofrem ajustes diários de posições de débito e crédito nas contas dos

---

<sup>348</sup> Uma posição é saldo líquido dos contratos negociados em uma operação a futuro.

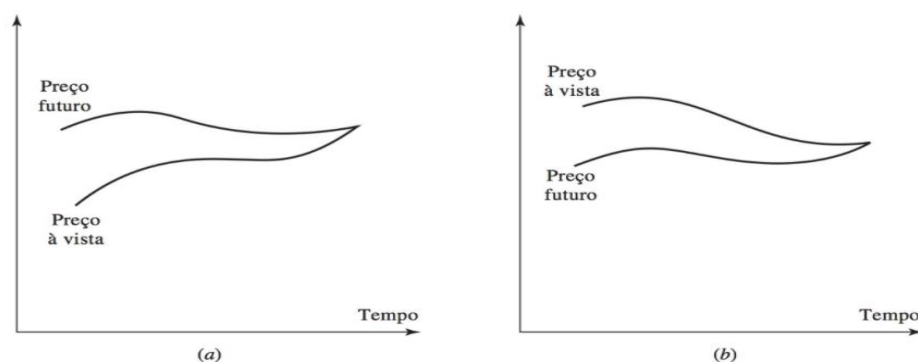
investidores<sup>349</sup>. Esse tipo de operação é realizado no âmbito da CBLC da B3, como contraparte universal, permitindo a liquidação antecipada do ativo. O ajuste de posição diário, a homogeneidade dos produtos e a contraparte central permite que as partes possam liquidar suas transações antes do prazo de vencimento.

Segundo PINHEIRO<sup>350</sup> os operadores de mercado futuro não negociam a compra e venda de determinado produto ou ativo, mas sim a compra e venda de contratos. Os contratos futuros são compromisso de compra e venda padronizados de determinada mercadoria, ativo financeiro ou índice econômico por determinado preço, com data de vencimento definidos pela bolsa de valores, cujas posições inicialmente assumidas devem ser liquidadas através da entrega ou recebimento físico do objeto do contrato, podendo até mesmo serem anuladas por operações inversas<sup>351</sup>.

O fator tempo é determinante em um mercado futuro, pois à medida do seu transcurso sofrem ajustes diários, estabelece a liquidação do contrato ou sua substituição por outro.

A operação do mercado futuro à medida que se aproxima do termo do prazo de entrega do ativo, converge para o preço à vista conforme os gráficos abaixo demonstram<sup>352</sup>.

Gráfico 5: relação entre o preço à vista e o preço futuro no mercado futuro.



**FIGURA 2.1** Relação entre o preço futuro e o preço à vista à medida que nos aproximamos do período de entrega: (a) preço futuro acima do preço à vista; (b) preço futuro abaixo do preço à vista.

fonte: HULL, 2016.

<sup>349</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 423.

<sup>350</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 446.

<sup>351</sup> Na hipótese de o vendedor se tornar comprador e o comprador se tornar vendedor.

<sup>352</sup> HULL, John C., *op. cit.*, p.29.

Tanto o comprador quanto o vendedor especulam o preço à vista em contratos futuros, pois se um comprador adquire um insumo e há diminuição do preço essa diferença de preço é o resultado do seu investimento, da mesma forma em relação ao vendedor havendo aumento do preço. Em outras palavras, o spread<sup>353</sup> de um agente ou outro depende da oscilação do preço do contrato futuro com o preço à vista do ativo negociado.

#### 4.4.8 Mercado a termo

Os mercados a termo e futuro são espécies de derivativos caracterizados por negociar contratos de compra a prazo.

Os contratos a termo possuem como objeto a compra ou venda de ativos em data futura por preço pré-definido<sup>354</sup>. Segundo ASSAF NETO<sup>355</sup> o contrato a termo é um acordo ou promessa relativa à compra ou venda de um ativo, para pagamento e entrega em data futura por um preço previamente estabelecido.

PINHEIRO<sup>356</sup> especifica que no mercado a termo as operações possuem prazo de liquidação diferidos, sendo no mínimo 12 dias úteis e no máximo 999 dias corridos. Os prazos de liquidação em geral variam de 30, 90, 90, 120, 150 e 180 dias, sendo pactuadas a quantidade de derivativos ou contratos negociados, preço fixado, com data de liquidação predeterminada, contando da data da realização do pregão, celebrado por um contrato entre as partes. As operações no mercado a termo sujeitam-se ao registro na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia – CBLC, que é a clearing house responsável por todas as transações realizadas no ambiente da B3.

A compra e venda a prazo de ativos possui uma denominação específica de mercado a termo justamente por diferenciar-se das operações realizadas à vista, sendo que muitas operações realizadas na bolsa de valores ocorrem à vista. Uma subdivisão essencial do mercado a termo é se os ativos são negociados em balcão organizado ou não organizado.

---

<sup>353</sup> Spread é a remuneração do investidor resultante da diferença entre o menor preço de oferta e o maior preço de demanda de um bem ou ativo.

<sup>354</sup> HULL, John C. , *op. cit.*, p. 6.

<sup>355</sup> ASSAF NETO, Alexandre , *op. cit.*, p. 804.

<sup>356</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 417.

Os CCEALs são ativos, de mercado a termo, negociados em balcão não organizado, com volume e preços pré-estabelecidos, a serem registrados na CCEE. Considerando que a comercialização da eletricidade possui atributos financeiros, os agentes do setor elétrico podem se utilizar de operações financeiras para promover a proteção do sistema, seja pela financiabilidade da infraestrutura, seja na liquidação e compensação dos contratos garantindo maior proteção financeira às contrapartes.

Inobstante essa característica de derivativo dos CCEALs, o ACL padece de falta de transparência em relação aos preços da energia elétrica comercializados, tal fato dificulta a valoração mais precisa de ativos que poderia trazer maior segurança e previsibilidade para o mercado como um todo<sup>357</sup>. A adoção de um balcão organizado permitiria a atuação de câmaras de compensação para a entrega e a liquidação dos contratos negociados, além de implementar políticas de transparência e padronização aos contratos firmados entre as contrapartes, assegurando melhor planejamento ao operador do sistema.

É importante apresentar alguns elementos do mercado a termo e o mercado futuro que apesar da similaridade existem diferenças essenciais em relação à operação, PINHEIRO<sup>358</sup> exemplifica através da seguinte tabela:

Tabela 7: tabela comparativa entre mercado a termo e mercado futuro.

Mercado a termo	Mercado futuro
Em geral ocorrem em mercado de balcão.	Um contrato futuro é normalmente negociado em bolsa.
São acordos que demandam a entrega futura de um ativo a um preço atualmente negociado.	Diferencia dos a termo em função de suas características de padronização (vencimentos, lotes, qualidade, etc.) e ajustes a mercado (margem).
O negociante de uma posição comprada é obrigado a comprar o produto, e o de uma posição vendida é obrigado a entregá-la.	A liquidação física e financeira é em prazo determinado (D+n).

<sup>357</sup> COSTA, Leonardo Novello: **O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil** / Leonardo Novello Costa; dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2018.

<sup>358</sup> PINHEIRO, Juliano Lima, *op. cit.*, p. 447.

A liquidação física e financeira sujeita-se a um prazo determinado (D+n).	Este contrato pode ser constantemente negociado, ou seja, possui alta liquidez.
O contrato não costuma ser renegociado, ou seja, possui baixa liquidez.	São diariamente reavaliados a mercado, ou seja, o preço do contrato é ajustado a cada dia, à medida que se altera o preço do contrato futuro.
O valor estabelecido vigora até o vencimento, ou seja, não pede o aporte de recursos até o vencimento do contrato.	Ocorrem liquidações financeiras diárias entre o comprador e o vendedor para a realização dos lucros e perdas sobre os contratos futuros.
O pagamento integral em dinheiro pelo comprador ao vendedor ocorre somente no final do prazo do contrato.	

Fonte: autor, 2021.

Devido às características próprias de cada operação é possível afirmar que o ACL comporta-se como um mercado a termo. Portanto, em tese os CCEALs podem ser comercializados tanto em uma bolsa de energia quanto em um mercado de balcão organizado.

#### 4.4.9 Os mercados de balcão de energia elétrica

Foram analisados três estudos relevantes abordando a criação de uma bolsa de energia, considerando as peculiaridades do setor elétrico e o mercado financeiro brasileiro, um deles é o texto de discussão do Setor Elétrico n. 77<sup>359</sup>, publicado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, da UFRJ, outra é a iniciativa do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia – BBCE, na criação de uma plataforma de derivativos de energia elétrica, por último a B3 em dezembro de 2020 lançou uma plataforma de comercialização de contratos de energia.

<sup>359</sup> Disponível em

[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/44\\_TDSE%2077%20Contribui%C3%A7%C3%B5es%20p ara%20o%20aperfei%C3%A7oamento%20do%20mercado%20atacadista%20de%20energia%20brasileiro.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/44_TDSE%2077%20Contribui%C3%A7%C3%B5es%20p ara%20o%20aperfei%C3%A7oamento%20do%20mercado%20atacadista%20de%20energia%20brasileiro.pdf) acesso em 24 fev. 2021.

O texto de discussão elaborado pela GESEL realizou um aprofundado estudo sobre a criação de uma bolsa de energia, baseado nos quatro principais pontos da Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE<sup>360</sup>, que compilou as contribuições apresentadas na consulta pública 33 – CP33, referente ao aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

Várias foram as conclusões e sugestões apresentadas pela GESEL, dentre elas:

- separação do lastro e energia;
- criação de uma bolsa de energia e de uma clearing house;
- formação de preços com a máxima aderência à realidade operativa do mercado marginal;
- aperfeiçoamento das garantias financeiras do mercado atacadista;
- alteração de competências regulatórias da ANEEL e da CCEE;
- previsão em lei para o uso do Sistema de Pagamentos Brasileiros – SPB e definição, funções e competências bem definidas entre os agentes do setor elétrico e do sistema financeiro;
- alteração do escopo das distribuidoras para atuar apenas na prestação de serviços de rede diminuindo o mercado cativo;
- reorganização do mercado de energia com a criação de um pool de geração e do mercado livre, extinguindo a distinção entre mercado cativo e mercado livre.

Tais sugestões, se aprovadas, exigiriam profunda reforma no setor elétrico como: revisão de contratos de concessão; criação e novos agentes de mercado; resolver o problema do GSF; modificar o procedimento da contabilização no MCP; descontratar os montantes adquiridos via leilão pelas distribuidoras; estabelecer uma nova matriz para o cálculo do PLD e uma série de outras mudanças com seus respectivos desdobramentos.

O estudo apresentado pela GESEL utilizou da experiência estrangeira para analisar as propostas apresentadas na CP 33, muitas delas exigem mudanças estruturais envolvendo interesses multilaterais. A princípio, entendemos que a implementação de uma bolsa de energia nos moldes apresentados na CP 33 ainda está muito distante de uma aplicação prática, em virtude da profundidade das reformas a serem implementadas. Todavia é plausível a implementação de uma

---

<sup>360</sup> Disponível em [http://antigo.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=7065f74c-d139-d957-a3dd-d14bac73604c&groupId=36131](http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=7065f74c-d139-d957-a3dd-d14bac73604c&groupId=36131) acesso 24 fev. 2021.

bolsa de energia de forma suplementar ao sistema, através de mecanismos já existentes e consolidados, por exemplo o mercado de opções negociado em balcão organizado, satisfazendo a necessidade de investimento e liquidez no mercado livre.

Iniciativa parecida é a adotada pela BBCE, que lançou no início de 2020 uma plataforma de negociação de derivativos<sup>361</sup>. A BBCE é uma entidade privada, sem fins lucrativos que desenvolveu uma plataforma de compra e venda de energia elétrica, de caráter bilateral, sem assunção de responsabilidade perante as contrapartes e a CCEE, a negociação do preço e montante fica à encargo das partes.

A BBCE adquiriu autorização de funcionamento pela CVM como Mercado de Balcão Organizado de Derivativos. A negociação desses ativos ocorre de forma eletrônica, com regras e políticas institucionais pré-estabelecidas, promovendo o encontro e interação de ofertas de compra e ofertas de venda de derivativos<sup>362</sup>. Os contratos ainda serão bilaterais e não haverá uma câmara de compensação e liquidação, ou seja, as contrapartes ainda assumirão os riscos recíprocos de iliquidez.

A iniciativa da BBCE ajusta-se ao atual modelo regulatório sem a necessidade de promoção de reformas estruturais, trazendo uma opção aos operadores do mercado de energia elétrica para negociarem seus contratos em um ambiente organizado, com regras definidas e com política de governança em relação aos preços realizados. É uma solução prática e sofisticada para os interessados que almejam certo grau de segurança.

Uma outra entidade sensível às mudanças do setor elétrico é a B3, que não tardou em lançar uma plataforma de negociação de derivativos de energia elétrica no seu portfólio de serviços<sup>363</sup>.

A B3 lançou uma plataforma online, para disponibilizar informações sobre formação de preços e gestão de riscos no mercado livre de energia, utilizando a infraestrutura da bolsa de valores, para dar subsídios aos agentes que comercializam energia elétrica. O acesso à plataforma

---

<sup>361</sup> Disponível em <https://www.bbce.com.br/plataforma-derivativos/> acesso em 20 fev. 2021.

<sup>362</sup> Disponível em <https://www.bbce.com.br/wp-content/uploads/2020/12/Regulamento-do-Mercado.pdf> acesso em 24 fev. 2021.

<sup>363</sup> Disponível em [http://www.b3.com.br/pt\\_br/produtos-e-servicos/outros-servicos/servicos-de-natureza-informacional/plataforma-de-energia-da-b3/](http://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/outros-servicos/servicos-de-natureza-informacional/plataforma-de-energia-da-b3/) acesso 24 fev. 2021.

é voluntária, porém o aderente deve comprometer-se a apresentar todos os contratos de compra e venda e outras informações financeiras para receber um selo de confiança certificado pela B3. A B3 realiza uma análise de aderência à exposição de risco relativo ao segmento que atua. Sendo que o selo terá três níveis de confiabilidade. A partir da certificação, o aderente poderá praticar operações financeiras de contratos a termo, swap, hedge e opções. Os derivativos terão como o PLD, que por sua vez o aderente poderá escolher o tipo de PLD (médio semanal por macrorregião e tipo de carga e médio mensal)<sup>364</sup>. Os contratos também serão realizados de forma bilateral, cujas condições contratuais<sup>365</sup> serão registradas na B3.

A distinção básica entre os serviços prestado pela BBCE e a B3 é o selo de confiança emitido pela B3, o diferencial que uma das entidades poderia ter adotado seria a participação de uma câmara de liquidação e compensação, porém, mantiveram a bilateralidade contratual sendo que o risco da transação ainda será das contrapartes.

Ambas as entidades estão apostando no balcão de negócios organizado, com adoção de políticas de governança que garantam a transparência dos preços negociados. Pode-se considerar um avanço, pois no atual modelo apenas as contrapartes possuem essas informações, a transparência nos preços viabiliza maior previsibilidade aos operadores do mercado, evitando distorções e gestão risco ineficiente.

A expectativa é que à medida que o mercado financeiro de energia torne-se mais robusto, haja uma demanda de garantias mais consistentes como a criação de uma clearing house. O que efetivamente contribuiria com o aprimoramento da liquidez dos contratos negociado no mercado livre.

A proposta do presente trabalho é apresentar uma alternativa viável de implementação de administração financeira às negociações do mercado livre do setor elétrico, utilizando a estrutura já existente sem grandes alterações regulatórias e legais. O período atual está em meio às mudanças decorrentes da modernização do setor elétrico, que ainda está longe de terminar.

---

<sup>364</sup> Disponível em [http://www.b3.com.br/pt\\_br/produtos-e-servicos/registro/derivativos-de-balcao/derivativos-de-energia-eletrica.htm](http://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/registro/derivativos-de-balcao/derivativos-de-energia-eletrica.htm) acesso em 24 fev. 2021.

<sup>365</sup> Preço, montante e vencimento.



#### 4.5 DESENHO DE UMA BOLSA DE ENERGIA E AS SUAS POSSIBILIDADES

No Brasil ainda as operações dentro de uma bolsa de energia ainda é uma promessa, o que de fato existe são balcões organizados como a BBCE que reúne compradores e vendedores com registro na CCEE em uma mesma plataforma<sup>366</sup> e o balcão não organizado.

Uma bolsa de energia trata de uma pessoa jurídica de direito privado que fornece serviços de infraestrutura para operações relacionadas ao mercado financeiro e ao mercado de energia elétrica, podendo atuar em operações de balcão organizado. O surgimento de uma bolsa de energia depende da iniciativa privada que avaliará o ambiente de oportunidade à medida que o mercado livre de energia aumente de tamanho e apresente melhores sinais de segurança.

Enquanto não se organiza uma bolsa de energia é possível identificar alguns elementos convergentes entre o mercado de energia elétrica e o mercado financeiro, como seus agentes, objeto, prazos, modelo de longo, médio e curto prazos, característica de cada objeto e as possibilidades de operações financeiras afins ao mercado de energia.

Em relação aos agentes pode-se classificá-los como agentes vendedores e compradores. Segundo a regulação tanto os agentes vendedores quanto os compradores necessariamente deverão estar registrados na CCEE, tal exigência é fundamental para verificar as diferenças entre a energia apurada e a energia contratada no procedimento de contabilização.

Uma bolsa de energia poderia viabilizar o ingresso de agentes investidores sem registro na CCEE, permitindo a sua participação na operação financeira de compra e venda de CCEALs.

Conforme será demonstrado no item 4.5.2 os CCEALs podem assumir um papel de opção, situação em que o comprador poderia escolher entre receber a energia ou o valor financeiro correspondente na data do vencimento, como uma espécie de contrato de obrigação alternativa<sup>367</sup>. Caso o comprador opte exercer seu direito adquirindo o contrato de CCEAL, o montante da energia seria negociada no MCP através da própria bolsa de energia.

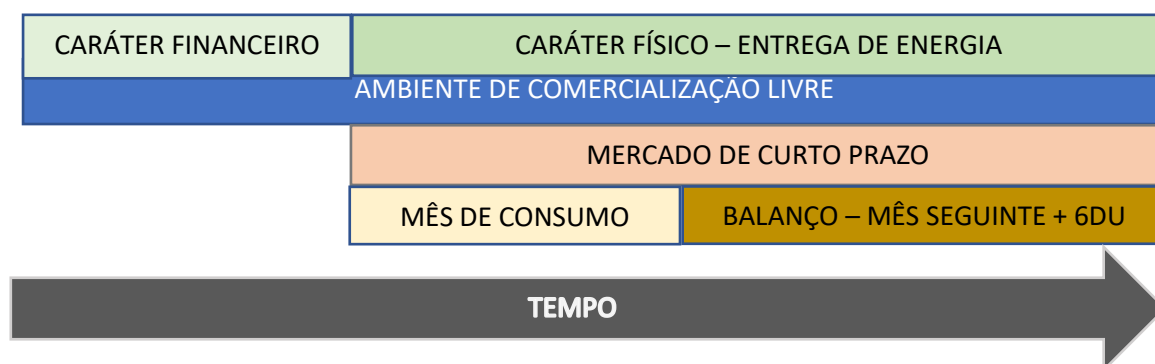
---

<sup>366</sup> Disponível em <https://www.bbce.com.br/cadastro/> acesso 03 jul. 2021.

<sup>367</sup> Lei 10.406/02, art. 25.

A figura abaixo indica os marcos temporais dos contratos de energia perante a CCEE e a relação do ACL com o MCP.

Figura 15: marcos temporais do registro dos CCEALs.



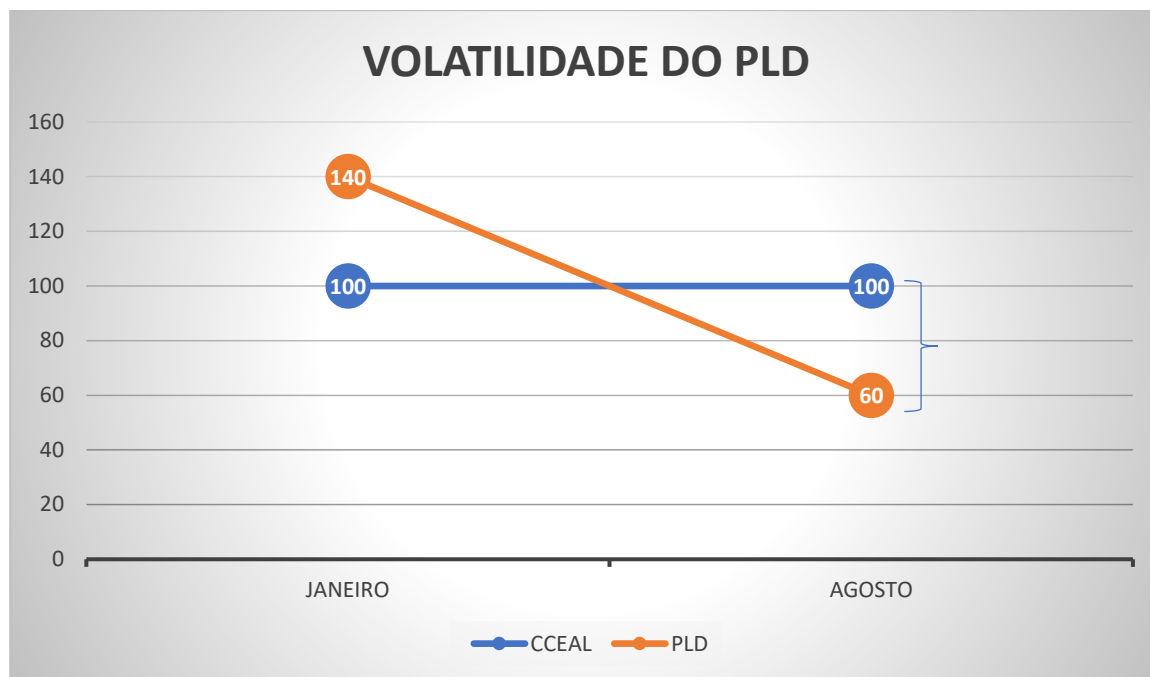
Fonte: autor, 2021.

A figura 14 representa os marcos temporais em que CCEALs podem ser apresentados na CCEE. O período anterior ao mês de consumo indica o caráter financeiro dos contratos em que podem ser negociados como derivativos. O período relativo ao mês de consumo é o que indica a necessidade de registro do CEEAL na CCEE e o correspondente lastro de energia.

Pode-se inferir da figura 14 um aspecto relevante quanto à comercialização desse ativo que é a precificação. Apesar da negociação ocorrer livremente, com base em regras de mercado de oferta e procura, o PLD pode exercer grande influência na precificação dos contratos, uma vez que os contratos negociados no MCP podem ter valores aproximados ao PLD, como um efeito da maximização de lucros ou de price cap por parte dos vendedores. Ou seja, caso haja aumento no preço do PLD é possível que os CCEALs comercializados no período do MCP sejam um pouco inferiores ao PLD, pois o consumidor pode optar pelo CCEAL em virtude de preços mais atrativos. Por outro lado, caso haja uma baixa expressiva de preços do PLD, o vendedor terá dificuldades em comercializar energia a preço superior, pois o consumidor pode optar por efetuar o pagamento do PLD.

A volatilidade do PLD interfere na precificação do CCEAL, pois justamente a oferta e procura podem estimular consumidores à exposição do pagamento do PLD, situação que afeta a própria circulação do CCEAL.

Gráfico 6: simulação de variação do PLD.



Fonte: Autor, 2021.

O gráfico 6 indica uma situação hipotética de preço de PLD inferior ao preço do CCEAL na data de vencimento. Segundo o gráfico 6 o CCEAL foi comercializado à R\$100,00 o MW/h, mantendo o seu valor durante o período, valor inferior ao PLD que indicava R\$140,00. No mês de agosto o valor do PLD atingiu o valor de R\$60,00, resultando em uma diminuição de R\$40,00 em relação ao valor do CCEAL.

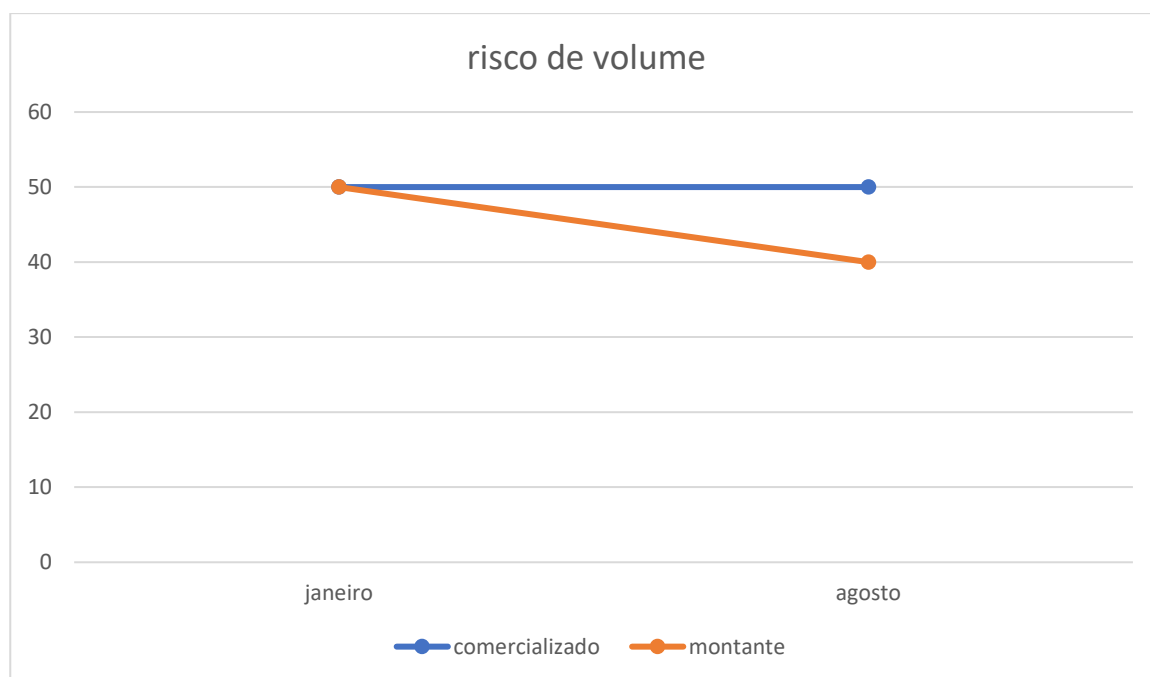
Para os dois agentes houve vantajosidade, uma vez que o valor do insumo não se sujeitou à volatilidade do PLD. Esta é uma forma de operação de hedge em relação ao vendedor relativo ao risco de preço<sup>368</sup>.

Existe um outro tipo de risco para o gerador de energia elétrica denominado risco de volume<sup>369</sup> que ocorre quando não consegue honrar o seu compromisso de fornecimento de energia.

<sup>368</sup> HULL, John C. , *op. cit.*, p. 855/856.

<sup>369</sup> *Ibid.*, p. 855.

Gráfico 7: simulação de um hipotético risco de volume.



Fonte: Autor, 2021.

Neste gráfico hipotético, o gerador comercializa o montante de 50 MW no mês de janeiro, para fazer a entrega no mês de agosto. Ocorre que a geradora conseguiu entregar para o sistema 40 MW, tendo um déficit de 10 MW, a qual deverá promover a cobertura correspondente através da contratação de outro gerador ou sujeitar-se ao pagamento do PLD. Uma possibilidade de operação de hedge para o gerador é estabelecer um valor de risco, por exemplo: 20% do valor comercializado, considerando a sazonalidade anual e o risco hidrológico. Esse valor de risco estaria coberto por um outro derivativo mitigando o seu risco financeiro.

Uma bolsa de energia poderia atuar como uma entidade de custódia de valores mobiliários e créditos de energia, estimulando da circulação dos CCEALs, à medida que haja contratos que possam ser negociados no MCP. Nesse sentido poderia oferecer produtos distintos como a energia e o lastro de forma privada, sem a necessidade de criação de mercados de energia e de lastro conforme sugestão do GT de modernização do setor elétrico.

Existe uma parcela de consumidores livres que se sujeitam ao PLD, cujo os recursos depositados destinados ao seu pagamento são consideráveis. Conforme o ANEXO verifica-se que consumidores efetuam o pagamento do PLD em montantes de bilhões de reais mensais. Essa

parcela de consumidores contratualmente descobertos poderia utilizar-se de CCEALs negociados no mercado spot de uma bolsa de energia para equilibrar sua posição no balanço da contabilização, sendo útil como proteção de riscos financeiros. Uma das vantagens é que tais contratos estariam centralizados em um único local e o seu lastro e montantes correspondentes poderiam ser verificados pelo próprio comprador.

Uma bolsa de energia poderia comercializar um CCEAL de duas formas diferentes: (i) como um contrato com característica financeira (derivativo) cuja obrigação seja alternativa (recebimento da importância em dinheiro ou em energia elétrica); (ii) como um crédito de energia (lastro).

(i) O CCEAL negociado como ativo financeiro (derivativo) seria comercializado antes do dia de vencimento e poderia ser realizado conforme modelos de operações financeiras como o mercado a termo e o mercado de opções. Um CCEAL comercializado como um ativo financeiro por exemplo poderia utilizar-se de métricas próprias de composição de preços e de índices de atualização próprios. A precificação poderia considerar critérios de volume e prazos contratados.

(ii) Por outro lado o pode ser CCEAL negociado como crédito de energia no mercado de curto prazo, ou mercado spot, no período de balanço da contabilização com o objetivo de posicionar os agentes em relação à CCEE. Essa distinção poderia viabilizar a descontaminação da volatilidade do preço do PLD na formação do preço de cada produto apontado pelo GT da modernização do setor elétrico. O CCEAL negociado como um crédito de energia elétrica no MCP sofreria uma forte influência no seu valor pelo PLD, o que permitiria ao titular do contrato optar por vendê-lo ou receber o valor do PLD.

Mercados de energia elétrica desregulados podem ser melhor gerenciados através da utilização de hedging não apenas para contratos futuros, mas também para outros tipos de derivativos como opções<sup>370</sup>. Contratos de curto, médio e longo prazo são definidos por uma data no futuro, possuindo flexibilidade da entrega ou não do montante na data de vencimento podendo

---

<sup>370</sup> CALABRIA, Felipe Alves: **Enhancing flexibility and ensuring efficiency and security: improving the electricity market in Brazil using a virtual reservoir model**. 2015, Tese (Doutorado) – Faculty of Engineering, University of Porto, p. 57.

ser prorrogado a critério do comprador<sup>371</sup>. Tais possibilidades expressam o dinamismo do setor elétrico.

A Portaria MME n. 465/2019 que promoveu a abertura gradual do mercado livre, através da diminuição das barreiras de ingresso até 2023 para consumidores de carga a partir de 500kW, aumentará consideravelmente o número de operadores no mercado livre, conseqüentemente os desafios crescerão na mesma proporção.

#### 4.5.1 Mercado a termo de energia elétrica em balcão organizado

Como analisado nos itens 4.4.4 e 4.4.8 o mercado a termo em um balcão organizado pode adotar uma posição de contraparte central, em que todas as transações de venda e compra ocorram através de uma câmara de compensação.

Um mercado de balcão organizado de energia pode proporcionar a circulação de informações, a transparência relação ao preço, promover o encontro entre compradores e vendedores, padronizar contratos de energia, estabelecer regras sobre contratos a termo e futuro com a possibilidade de garantir a liquidez através de uma contraparte central (CCP). A CCP pode atuar como uma garantidora financeira multilateral e também como uma câmara de compensação.

A transparência em relação aos preços, a lastreabilidade do CCEAL e a reunião de compradores e vendedores poderia estimular a adoção políticas de governança corporativa com o objetivo de tornar mais claras e precisas as negociações, oportunizando o aprimoramento de tomadas de decisão e assunção de riscos. Com a diminuição das barreiras de ingresso ao mercado livre de energia<sup>372</sup> existe a possibilidade de ocorrer uma grande migração do ACR para o ACL<sup>373</sup>, exigindo novos tipos de serviços que garantam a segurança e liquidez financeiras aos CCEALs.

No mercado a termo de energia seriam negociados contratos com entrega futura a preços pré-estabelecidos, de execução continuada ou prestação única. Dentre as operações financeiras de compra futura de ativos subjacentes o mercado a termo em balcão organizado pode ser considerada

---

<sup>371</sup> CALABRIA, Felipe Alves, *op. cit.*, p. 57.

<sup>372</sup> Portaria 514/2018 MME.

<sup>373</sup> Estimativa do resumo do GT da modernização do setor elétrico.

uma das mais simples, pois não há ajuste de preços como no mercado de futuros nem a complexidade do mercado de opções. O que a princípio pode-se inferir do mercado a termo é que trata de um ambiente de negócios onde ocorre a circulação de informações, encontro entre compradores e vendedores e uma infraestrutura operacional correspondente, de entrega do objeto e correspondente liquidação.

Pode-se afirmar que o ACL atualmente negocia seus contratos em uma configuração de mercado a termo de balcão não organizado, sujeitando as contrapartes a riscos financeiros e de inexecução contratual. A possibilidade de comercializar CCEALs em um ambiente organizado e centralizado pode ser uma alternativa aos novos ingressantes no ACL a fim de mitigar riscos, encontrar vendedores e ter transparência em informações e preços.

Além de centralizar um ambiente de negócios, um balcão organizado poderia estar vinculado a uma Câmara de Compensação, que poderia atuar como uma contraparte central promovendo o registro do CCEAL.

A existência de um balcão organizado com uma câmara de compensação e liquidação (clearing house) diminuiria o risco financeiro das contrapartes, conforme analisado no item 4.4.6 existem várias opções de câmaras de compensação e liquidação para finalidades distintas. Dentre as opções existentes no Brasil uma possível clearing house apta para promover a liquidação dos contratos é a Câmara de Compensação de Derivativos da B3.

A Câmara de Compensação de Derivativos da B3 possui estrutura para acompanhar a entrega de commodities no mercado físico. O posicionamento de uma câmara como contraparte central viabilizaria a segurança do registro dos CCEALs evitando os riscos dos compradores ao default dos vendedores, as garantias financeiras apresentadas pelos vendedores assegurariam também eventual falta de produção decorrente de eventos climáticos como o risco hidrológico. Por outro lado, os vendedores estariam financeiramente mais seguros em relação à eventual inadimplência de seus compradores ou tentativa de revisão contratual.

Para viabilizar a comercialização de derivativos de energia elétrica a Câmara de Compensação e Liquidação da B3 deveria registrar-se como operadora na CCEE, na qualidade de comercializadora, e inserir na sua cadeia de participantes usinas geradoras nas diversas fontes, auditores e fiscais para monitorar a inserção de energia no SIN. Outra alternativa seria estabelecer

uma data específica mês a mês de vencimento dos contratos considerando o processo de contabilização da CCEE<sup>374</sup>, para que haja a concentração da execução dos contratos e a apuração de valores a serem liquidados em um único período.

Um mercado a termo de balcão organizado poderia também ser complementado por um mercado spot (mercado de curto prazo) ou até mesmo por um mercado de opções.

#### 4.5.2 Mercado de opções de energia elétrica

A fase de transição vivenciada na implementação da modernização do setor elétrico traz uma nova visão sobre o Sistema Elétrico Brasileiro, especialmente em relação à abertura do mercado livre que, segundo o relatório do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico, assumirá um papel importante tanto no custeio dos investimentos intrasetoriais (via encargos setoriais) quanto no volume de participação (aumento do número de agentes no ACL). Há uma expectativa de grande migração do consumidor cativo para o mercado livre com a gradual diminuição das barreiras de ingresso o que poderá implicar na sobrecontratação das distribuidoras, os riscos de volume e financeiro dos CCEALs além do ingresso do consumidor de baixa tensão a partir de 2022 no mercado livre<sup>375</sup>, que pode levar a uma segunda onda de migração para o mercado livre. Tais situações consideradas riscos e oportunidades avaliados pelos órgãos responsáveis pelo setor.

Além de outras questões recorrentes como o financiamento da expansão de geração e transmissão de energia, os subsídios que deverão recair a todos os consumidores, o risco hidrológico e a correspondente volatilidade do PLD, são temas que deverão ser conformados com o novo desenho de mercado.

Em relação ao financiamento de geração e transmissão de energia o GT de Modernização do Setor Elétrico tem avaliado a possibilidade da utilização de *project finance* vinculados a

---

<sup>374</sup> Disponível em

[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=15533325199844&\\_adf.ctrl-state=m4mwck07q\\_22#!%40%40%3F\\_afLoop%3D15533325199844%26\\_adf.ctrl-state%3Dm4mwck07q\\_26](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=15533325199844&_adf.ctrl-state=m4mwck07q_22#!%40%40%3F_afLoop%3D15533325199844%26_adf.ctrl-state%3Dm4mwck07q_26) acesso em 19 jul. 2021.

<sup>375</sup> Portaria 514/18 MME.



CCEALs correspondentes à separação do lastro e energia. Assim, a partir da obrigatoriedade da contratação de energia firme (lastro) será necessário que os novos empreendimentos de geração considerem a potência em seus projetos e não apenas a capacidade instalada, utilizando uma linha de financiamento muito parecida com aqueles adotados no mercado cativo de *project finance*. Assim através da nova modelagem o ACL também terá como atribuição a expansão do setor elétrico, antes confiado apenas ao ACR.

Outro assunto muito debatido é a correção dos subsídios cruzados, que deverão recair indistintamente sobre todos os consumidores. Essa correção vai afetar a precificação dos CCEALs que a partir da efetiva cobrança de encargos setoriais sobre esses contratos deverão ser considerados na precificação.

Sobre o risco hidrológico e a correspondente alta volatilidade do PLD, deverão ser implementados mecanismos de segurança financeira e segurança de volume através da variedade de fontes energéticas.

Esse desenho mercado e as soluções apresentadas pelo GT de Modernização do Setor Elétrico indicam que haverá preponderância do ACL no futuro modelo elétrico. Desafios como a expansão do parque industrial energético com fontes renováveis não sujeitas ao risco hídrico, a ampliação da transmissão e principalmente o próprio funcionamento do mercado livre deverão ser enfrentados. Ao que indica com menor participação dos Estado especialmente em relação à investimento.

Um dos indicativos desse novo modelo envolve a criação de uma bolsa de energia, também já discutida no GT da Modernização do Setor Elétrico, que pode estimular proteção financeira e a financiabilidade desse modelo.

Dentro desse novo cenário é preciso criar mecanismos de circulação de capital para viabilizar os investimentos em infraestrutura e circulação dos contratos de energia, que serão a base desse novo design do setor. Dentre as operações realizadas em uma bolsa de valores, o mercado de opções é uma alternativa viável que ainda pode permitir a participação de agentes não registrados na CCEE cujo objetivo seja de buscar oportunidade de negócios.

A constituição de uma bolsa de energia é uma iniciativa que independe da participação do governo, trata de uma entidade privada sujeita à regulação da CVM e do BACEN. Essa entidade

deve fornecer infraestrutura e serviços para a circulação de capital, dentre elas a organização de mercados como o de futuros, de opções, ações, derivativos, etc.

As opções são um mercado que possui grande aptidão para promover a negociação de CCEALs. As operações de call e put com datas de vencimento mensais pré-estabelecidas, com padronização de contratos e transparência na precificação, seriam facilmente adaptadas aos procedimentos de comercialização da CCEE, além de permitir a participação de investidores não registrados na CCEE.

Para haver maior segurança na execução dos ativos uma bolsa de energia poderia também atuar como uma contraparte central para realizar o registro dos CCEALs na CCEE, como uma espécie de câmara de compensação e liquidação desses contratos.

Um contrato de opção de energia elétrica poderia ser negociado no período indicado na figura 14 dos contratos com caráter financeiro, com vencimento anterior ao período de apuração do balanço (período correspondente ao MCP).

Essa operação de opção de energia permitiria a participação de agentes não registrados na CCEE aumentando ainda mais a circulação de capital, pois a participação no mercado livre de energia pressupõe o registro dos agentes. Um mercado de opções negociando derivativos de energia, especificamente CCEALs, permitiria a participação de investidores não registrados na CCEE na aquisição e venda desses ativos, uma vez que a data de vencimento da opção possa ocorrer antes do início do mês de consumo, esse CCEAL seria negociado no mercado de curto prazo composto pelo período de balanço (mês de consumo + mês seguinte + 6 dias úteis = aproximadamente 68 dias). Como o registro do CCEAL seria realizado apenas no MCP não há necessidade do investidor inscrever-se na CCEE. A participação de agentes não registrados na CCEE abriria grandes oportunidades de circulação de capital privado no setor, trazendo maior liquidez aos contratos e mitigação de riscos por alocação<sup>376</sup>.

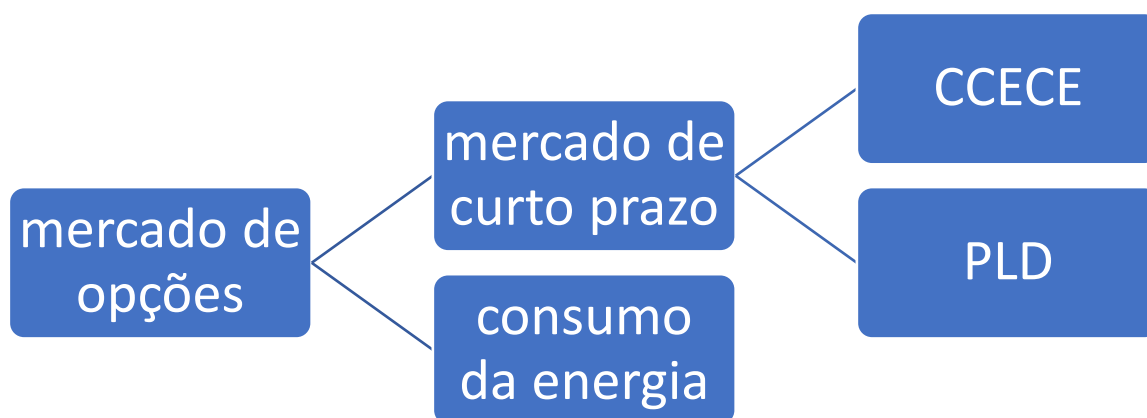
Por outro lado os agentes registrados na CCEE podem utilizar de forma complementar o mercado de opções de energia e o mercado de curto prazo, comercializando o CCEAL no mercado de opções como lançador ou titular, cujo vencimento ocorre em data pré-estabelecida, podendo

---

<sup>376</sup> O investidor assumiria parte do risco da transação.

consumir a energia elétrica ou comercializá-la novamente no MCP (cessão de montantes<sup>377</sup>). Além da cessão do contratos o titular pode optar em receber o PLD. Dessa forma o há possibilidade de maximizar os resultados através de três operações financeiras ou de diminuir as perdas da volatilidade dos preços de comercialização da energia.

Figura 16: organograma de um mercado de opções de energia.



Fonte: autor, 2021.

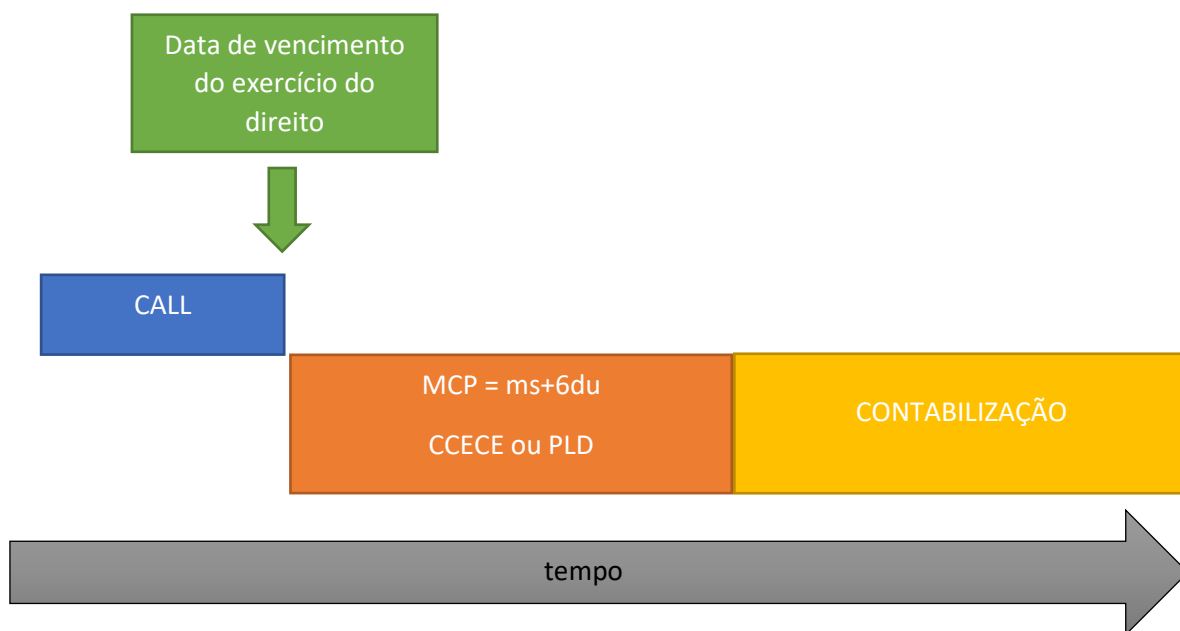
Os agentes de comercialização do setor elétrico teriam mais alternativas para maximizar seus lucros e diminuir as suas perdas e ao mesmo tempo disporem de maior proteção ao risco de default.

Em um exemplo hipotético uma geradora oferece uma call, com prêmio, preço de exercício vinculado ao PLD na opção europeia de um montante definido de energia elétrica. No dia do vencimento o PLD superou o valor do prêmio e do preço de exercício, fazendo com que o titular exerça o seu direito, podendo consumir a energia ou comercializar o seu CCEAL no MCP através de um contrato de cessão de montantes de energia elétrica e potência ou receber o valor do PLD.

<sup>377</sup> Contrato de cessão de montantes de energia elétrica e potência.

Este exemplo pode ser demonstrado através da figura 16 e do gráfico 8:

Figura 17: limite temporal de vencimento de uma opção.

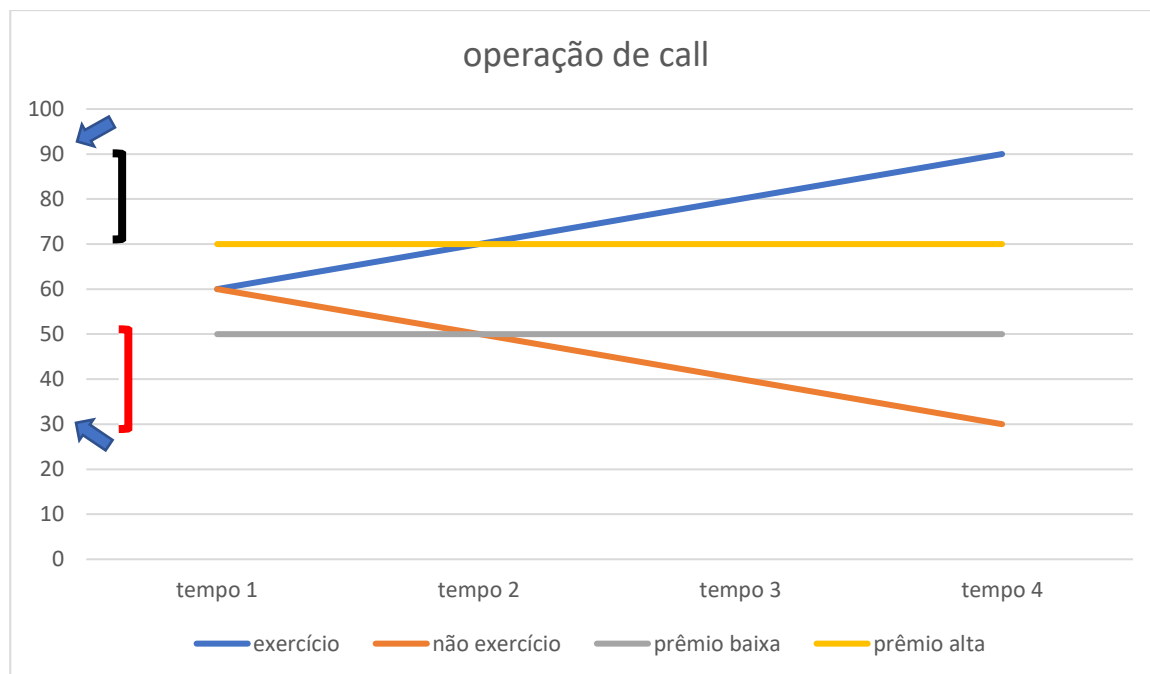


Fonte: Autor, 2021.

Segundo a figura 16 o titular pode otimizar seu lucro adotando duas operações financeiras: opções e curto prazo.

No caso das opções, o CCEAL deve ser negociado antes do mês de consumo, é possível que tanto o lançador quanto o titular minimizem suas perdas conforme o gráfico abaixo:

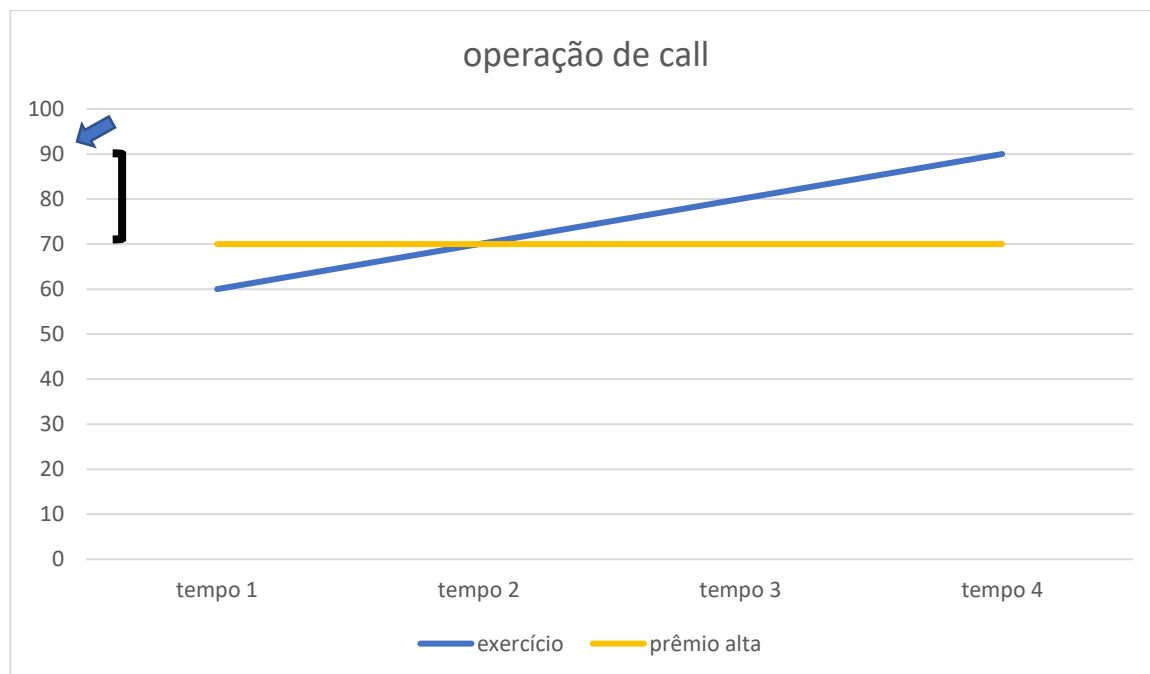
Gráfico 8: simulação de operação de call.



Fonte: Autor, 2021.

A gráfico 8 representa duas probabilidades de um contrato de opções de call, um cenário de valorização outro de desvalorização do derivativo. Um lançador ofereceu uma opção de call de CCEAL cujo preço à vista era 60, sendo o valor do prêmio 10 (representado pelas linhas cinza e amarela). O valor do prêmio (10) é pago no momento da aquisição do contrato, o direito ao exercício do contrato é realizado no dia do vencimento sob pagamento do valor à vista (60). Ao final do período existem duas probabilidades (a) e (b), sendo que na linha azul (a) houve um aumento de preço do CCEAL para 90 nesta hipótese o titular exerceria o seu direito, a probabilidade representada pela linha laranja (b) indica que o preço de exercício variou para 30, situação em que o titular não exerceria o seu direito pela desvalorização do derivativo.

Gráfico 9: simulação de opção de call em alta.



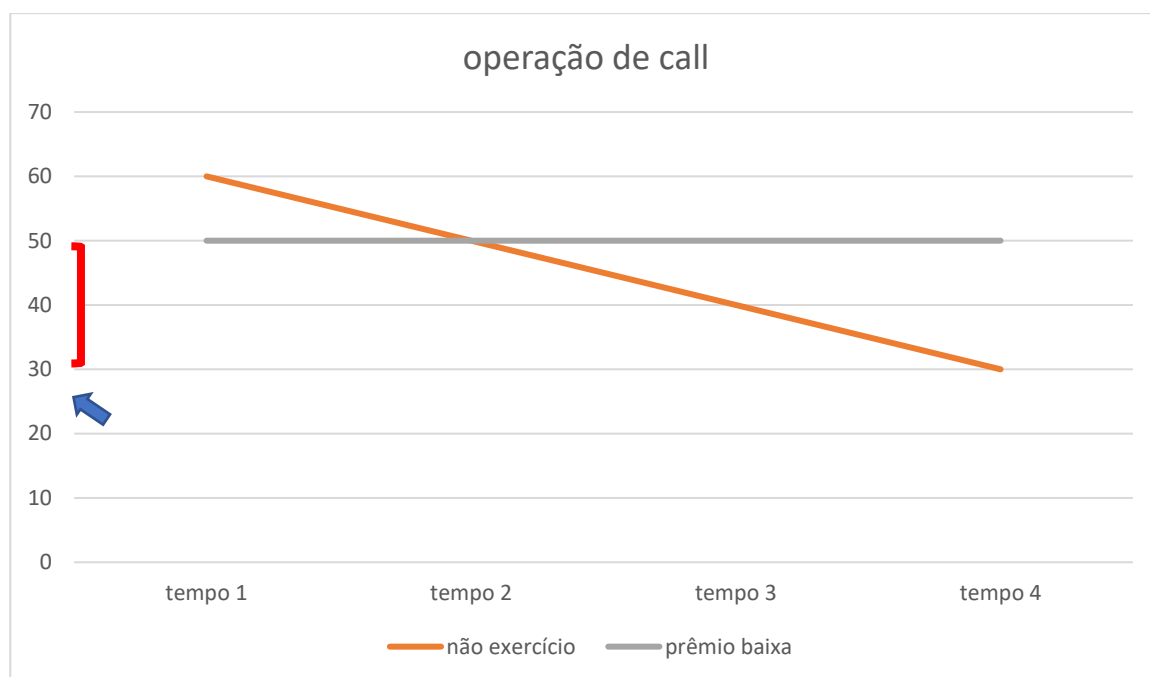
Fonte: Autor, 2021.

Em relação à probabilidade (a) o preço de exercício foi de 90, valorizando 30 em relação ao preço à vista de 60. Em tal hipótese o titular exerceria o seu direito de compra do CCEAL, pagando o valor do preço à vista de 60. Tal operação foi vantajosa tanto para o titular quanto ao lançador, pois o titular adquiriu um CCEAL por um preço inferior ao valor do vencimento mesmo pagando 10 de prêmio. Em outras palavras, o titular pagou 70 (prêmio 10 + preço à vista 60<sup>378</sup>), obtendo um lucro de 20 (valor pago 70 – preço de exercício 90).

O lançador por sua vez, obteve um resultado positivo somando o valor do prêmio (10) com o preço à vista (60). Em ambos os casos houve um compartilhamento de risco financeiro, pois o titular transferiu uma parte do seu lucro (valor do prêmio 10) para o lançador que vendeu o CCEAL por um preço inferior o preço de exercício.

<sup>378</sup> O prêmio é pago no momento da aquisição do contrato de opção e o preço à vista é pago se o titular resolver exercer o seu direito).

Gráfico 10: simulação de opção de call em queda.



Fonte: Autor, 2021.

Na probabilidade (b) o preço de exercício foi 30, ocorrendo uma desvalorização em relação ao preço à vista que foi adquirido por 60. Nessa hipótese o titular não exerceria seu direito, pois o preço de exercício (30) é inferior ao preço à vista (60). Assim o titular tem uma perda de apenas 10, valor correspondente ao prêmio, pois não precisa promover o pagamento do valor do contrato de opção. O lançador por sua vez diminui a sua perda por compartilhar o risco com o titular ao receber o valor do prêmio (10). Nessa operação ambos os agentes mitigaram os seus riscos de volatilidade de preço, o titular contabilizando perdas limitadas ao valor do prêmio e o lançador diminuindo as suas perdas com o recebimento do prêmio.

Em ambos os casos, seja quem for o portador do CCEAL, é possível ainda negociá-lo no mercado de curto prazo ou receber o PLD ou consumir a energia, nesse sentido não há perda do contrato apenas as consequências da volatilidade do preço.

A criação de um mercado de opções de CCEALs pode ser uma alternativa para a comercialização de energia, permitindo a participação de agentes não registrados na CCEE com o intuito de buscar oportunidade de negócios. A participação de agentes não registrados na CCEE refere-se à faixa de consumidores que não possui os requisitos para ingresso no ACL, que poderiam

adquirir contratos de opções cujo vencimento ocorresse antes do período de consumo, sendo revendidos a consumidores que possuam registro na CCEE.

Tal iniciativa seria positiva ao mercado de energia por estimular a circulação de capital, sofisticando ainda mais o setor.

#### 4.5.3 Mercado de curto prazo em uma bolsa de energia

O mercado de curto prazo é um ambiente de comercialização onde são apuradas as diferenças entre os montantes de energia contratada e a energia verificada através de um procedimento de contabilização repercutindo no pagamento e recebimento do preço da energia elétrica inserida no sistema, expressa através do PLD.

A contabilização é um procedimento administrativo dividido em etapas, sendo que a etapa correspondente ao balanço da contabilização<sup>379</sup> pode ser considerada como um mercado de curto prazo em virtude de ser o período de tempo do ajuste das diferenças entre os agentes. No balanço os vendedores e compradores ainda podem apresentar contratos, ajustando suas posições perante a CCEE.

O PLD horário, implementado a partir de 2021, contribuiu para a precificação mais apurada considerando a variação do preço da energia elétrica durante o dia. Substituindo o PLD semanal, a granularidade diária horo sazonal permite que a energia elétrica seja negociada hora a hora ajustando os preços de acordo com o respectivo PLD. Nesse ponto é necessário fazer um esclarecimento. O valor do PLD pode ser utilizado como indicativo para a precificação do valor do MW/hora, não se trata do pagamento do PLD em si. O processo de pagamento do PLD ocorre aproximadamente 5 meses após o consumo, conforme analisado na figura 3. Portanto os agentes podem optar pela negociação no MCP seja para receber imediatamente seus créditos, na posição de credor, seja para pagar o MW a preços mais atrativos que o PLD, na posição de devedor.

Um terceiro atributo do mercado de curto prazo, além da contabilização e do PLD, é que o resultado das operações trata da efetiva entrega da energia elétrica<sup>380</sup>, pois o balanço da

---

<sup>379</sup> Período correspondente ao mês seguinte mais 6 dias úteis em que os vendedores e compradores ainda podem apresentar contratos para ajustar suas posições de devedoras ou credoras na CCEE.

<sup>380</sup> Conceito muito próximo ao mercado de capacidade analisado no item 3.3.



contabilização apurará as sobras e os déficits com o objetivo de garantir o suprimento de energia elétrica no sistema.

Uma bolsa de energia no MCP poderia atuar como o pregão da bolsa de valores, sendo negociados em fração horária (hora a hora).

Uma sugestão de operação é a seguinte: os lances poderiam ocorrer na ordem decrescente partindo do valor do PLD. Os vendedores poderiam apresentar os seus preços e os compradores manifestariam o seu aceite.

Por exemplo: o PLD às 15:00 custa R\$ 600,00/MWh. Os vendedores dariam seus lances de forma decrescente no período de 1:00 hora. R\$ 595,00, R\$ 594,00, sucessivamente até o aceite de um comprador.

A forma decrescente foi sugerida, pois não faria sentido ao comprador pagar um valor superior ao PLD, uma vez que não há benefício financeiro. Por outro lado, haveria estímulo ao vendedor para adiantar seus recebíveis.

Outras alternativas de pregão também seriam viáveis como: um valor fixado pela própria bolsa de energia; lances mais elásticos com maiores períodos de negociação, dentro do prazo do balanço; compras abrangendo períodos maiores de energia (6 horas, 12 horas, diários).

O fator diferencial do MCP é que trata da efetiva entrega da energia, pressupondo o registro dos agentes na CCEE, com menor risco de volume<sup>381</sup>. Tal situação permite que seja utilizada para promover a cobertura contratual de gastos de energia elétrica não previstos ou até mesmo comercializar excedentes contratados.

A atuação de uma bolsa de energia em conjunto com MCP poderia trazer diversos benefícios, como: a diminuição do risco de descumprimento contratual; maior garantia financeira aos participantes; aprimoramento do encontro entre agentes compradores e agentes vendedores; diminuição do volume do pagamento do PLD; aprimoramento da precificação análogo ao despacho por oferta.

A diminuição do risco de descumprimento contratual possui relação com a sincronidade da negociação com a inserção da energia no sistema. Basicamente o objeto dos CCEALS

---

<sup>381</sup> Risco de entrega do produto.

negociados no MCP podem ser considerados como espécie de crédito de energia para fins de contabilização.

A maior garantia financeira decorre da segurança de negociação em uma bolsa de energia, cujo risco bilateral pode ser mitigado pelos processos financeiros operacionais, tais como garantias que podem ser exigidas para operar em uma bolsa de energia.

Em relação ao aprimoramento do encontro entre agentes advém da centralização das operações que pode atuar como um balcão de negócios organizado, com regras pré-estabelecidas, transparência da precificação e políticas de governança.

A diminuição do pagamento do PLD, conforme apontado no anexo seria uma consequência da centralização das operações, pois à medida que as negociações fossem realizadas haveria uma diminuição do volume de consumidores descobertos.

Outra consequência viável seria o aperfeiçoamento da precificação no MCP, que passaria a desvincular-se do valor do PLD passando a ser atrelada ao preço por oferta. Os vendedores de CCEALs no MCP poderiam apresentar seus preços baseados em seu próprio custo operacional ou estratégia comercial.

Basicamente uma bolsa de energia operando no MCP permitiria que vendedores e compradores ajustem suas posições, sendo uma alternativa ao recebimento ou pagamento do PLD e ao ACL diminuindo o risco financeiro e o risco de volume.

#### 4.6 CONCLUSÕES PARCIAIS.

Conforme a tabela 2 observou-se que desde 2019 houve uma queda significativa do rateio do PLD (loss sharing), por outro lado foram identificados valores consideráveis de pagamento de PLD. A partir desses dados é possível inferir que apesar da diminuição do default os montantes descobertos contratualmente tiveram um aumento em escala.

Como houve aumento nas diferenças entre a energia contratada e a energia verificada na contabilização deduz-se as seguintes situações: a) não houve encontro entre os vendedores e os compradores; b) as geradoras não venderam sua energia para aproveitar oportunidade de

valorização do MW; c) uma quantidade considerável de vendedores deu default em seus compradores; d) os montantes contratados não foram gerados (hipótese de crise hídrica).

Considerando esse cenário, mesmo que não haja loss sharing, é possível observar um volume muito alto de energia não contratada deixando parte dos agentes sujeitos ao pagamento do PLD, essa situação por si só justifica medidas que facilitem o encontro entre compradores e vendedores de forma centralizada ou até mesmo a criação de mecanismos de mitigação das perdas financeiras diante da grande volatilidade e exposição desses agentes.

A criação de uma bolsa de energia poderia diminuir o volume de exposição desses agentes utilizando operações financeiras de hedge, minimizando as perdas relativas à volatilidade dos preços no MCP.

Operações financeiras como contratos a termo, contratos futuros, contratos de opção, derivativos, swap, arbitragem e a criação de uma clearing house podem ser operações favoráveis à criação de um ambiente de comercialização de energia com atributos de proteção financeira. Portanto não se trata da mera criação de uma bolsa de energia, mas sim da infraestrutura relacionada às operações financeiras dela decorrentes.

Um dos aprimoramentos analisados no presente capítulo foi a possibilidade da separação do lastro e energia ser implementada sem interferência regulatória, sendo expressa por CCEALs com caráter financeiro negociados em período anterior ao balanço da contabilização e por CCEALs com caráter de crédito de energia negociados no MCP. Tal separação de produtos viabilizaria a participação de especuladores sem registro na CCEE, maximizando o ingresso de capital no mercado de energia elétrica.

Algumas modalidades de operações como o mercado futuro e o mercado a termo poderiam ser implementados padronizando contratos e garantindo maior transparência na precificação dos CCEALs aperfeiçoando a gestão de risco dos agentes do mercado de energia. Tais operações ainda poderiam ser garantidas por uma câmara de liquidação e compensação que garantiria a entrega e o pagamento da energia elétrica.

A criação de uma entidade como uma bolsa de energia, em conjunto com sua respectiva infraestrutura, poderia aprimorar o mercado livre de energia a partir da criação de um ambiente de

negócios com maior governança corporativa, transparência e a correspondente segurança jurídica e financeira oriunda de operações financeiras.

## 5 CONCLUSÃO

A abertura do mercado livre é uma etapa das medidas voltadas à modernização do setor elétrico. Com ela uma série de desafios e oportunidades serão impostos aos agentes como o risco de liquidez dos contratos, conforme se verifica da tabela apresentada no ANEXO, cujos montantes refletem os valores nos períodos anteriores à abertura. O risco financeiro pode ser dividido em duas espécies, o risco de volume e o risco financeiro, sendo que ambas possuem repercussões pecuniárias, seja pela inadimplência contratual ou pelo pagamento do PLD. A problemática que se apresentou no presente trabalho foi a abertura do mercado livre e o risco de liquidez.

O aspecto regulatório das consequências jurídicas do inadimplemento contratual da energia elétrica negociada no ambiente livre de comercialização permite identificar atributos dos CCEALs precificáveis financeiramente. A partir das exigências regulatórias e dos requisitos do sistema elétrico abordados nos capítulos 2 e 3, verifica-se uma série de limitações na operação de comercialização da energia elétrica, como por exemplo a segurança do sistema que trata da efetiva entrega do objeto contratual com a inserção da energia no sistema. Contudo, ainda há risco de volume uma vez que os geradores de energia estão sujeitos ao despacho centralizado do ONS que considera outros elementos além do mero cumprimento contratual, elementos como as reservas energéticas e o abastecimento hídrico. Portanto há risco real de inadimplemento contratual sistêmico em virtude do risco hidrológico cada vez mais recorrente.

Esses atributos próprios dos CCEALs tornam-se oportunidades quando analisados sob perspectiva financeira. O capítulo 4 abordou o desenho institucional de uma bolsa de valores, identificando os mercados existentes com mecanismos de proteção financeira. Prática comum no mercado de commodities é a realização de operações financeiras para mitigar eventuais perdas monetárias. A pergunta que se responderá é: **uma bolsa de energia pode mitigar o risco de liquidez no mercado livre?**

A resposta é **sim**, existem várias formas de mitigar o risco de liquidez do mercado livre através de uma bolsa de energia. A B3 possui uma proposta para a criação de uma bolsa de energia, a BBCE possui outra e os estudos da GESEL apresentaram uma diferente das anteriores.

A B3 lançou uma plataforma online disponibilizando informações sobre a formação de preços e gestão de risco no mercado livre de energia, utilizando da sua própria infraestrutura na realização de operações financeiras. Os CCEALs sujeitam-se a uma espécie de auditoria sendo emitido um selo certificado pela própria B3. Esse selo de conformidade considera a exposição de risco em relação ao respectivo segmento, adotando três níveis de confiabilidade. Os serviços oferecidos são de contratos a termo, swap, hedge e opções.

A BBCE atua como uma espécie de balcão organizado de comercialização de energia elétrica, cuja negociação é realizada na forma eletrônica reunindo vendedores e compradores que celebram contratos a termo. Existem regras de governança estabelecidas pela própria entidade, bem como a automação do registro dos contratos perante a CCEE. Há uma oferta de plataforma de derivativos, porém não se identificou produtos relativos a operações financeiras a fim permitir a prática de hedging, arbitragem ou uma clearing house. Os riscos são bilaterais e os contratos podem ser padronizados ou não.

A GESEL por sua vez apresentou um estudo aprofundado sobre a criação de uma bolsa de energia considerando algumas sugestões de aprimoramento do setor elétrico como: formação de preços com a maior aderência à realidade operativa do mercado marginal; aperfeiçoamento das garantias financeiras do mercado atacadista; alteração das competências regulatórias da ANEEL e da CCEE; previsão em Lei para a utilização do Sistema de Pagamentos Brasileiro com a definição, funções e competências definidas entre os agentes do setor elétrico e do setor financeiro; alteração do escopo das distribuidora para atuar apenas no atendimento da rede de distribuição; reorganização do mercado de energia com a criação de um pool de geração e do mercado livre, acabando com a distinção entre o mercado cativo e o mercado livre.

Sugestões que implicariam em profunda reforma no setor elétrico, tornando distante a criação de uma bolsa de energia.

A proposta do presente trabalho aborda a constituição de uma bolsa de energia como um modelo de fase de transição, um processo intermediário às reformas em curso. Nesse sentido pretendeu-se ajustar o modelo de mercado financeiro aos requisitos do mercado de energia, num movimento contrário ao que se estuda o Direito de Energia, um olhar de fora para dentro.

Ajustar o desenho do mercado financeiro para o mercado de energia é uma tarefa mais simples do que o oposto. Uma vez que uma bolsa de energia trata de uma empresa privada, embora sujeita a regulação da CVM e do BACEN, existem operações financeiras utilizadas de forma contumaz que podem auxiliar as negociações de CCEALs na qualidade de commodities, os atributos dos contratos que poderiam ser considerados amarras, na realidade são oportunidades sob uma perspectiva financeira.

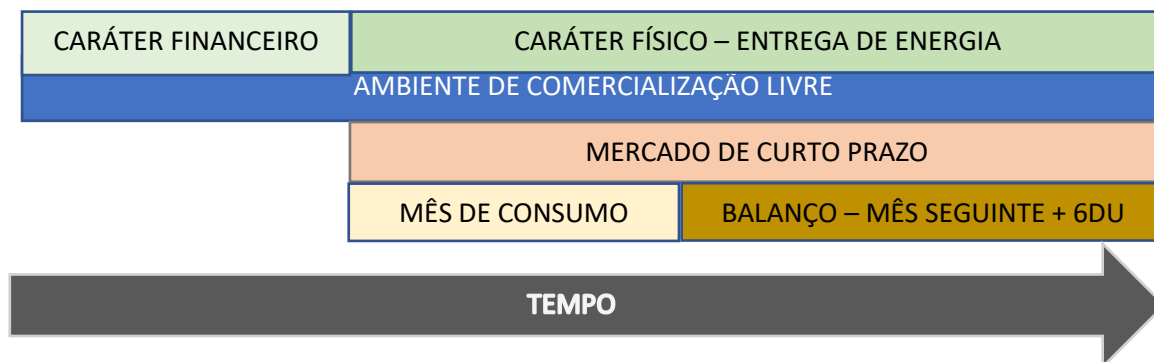
Os atributos do CCEAL como: a entrega do objeto; o valor do contrato; o prazo do contrato; contrato ser utilizado como garantia; o contrato ser utilizado como seguro; a venda antecipada de um contrato; a venda prorrogada de um contrato; a circulação de um contrato, podem ser considerados como ativos subjacentes de derivativos, portanto precificáveis e com finalidades distintas permitindo operações de hedge ou práticas de alavancagem.

Para demonstrar a viabilidade da criação de uma bolsa de energia e as conseqüentes operações dela decorrentes, foi abordado nos capítulos 2 e 3 o surgimento do sistema elétrico, o modelo atual e as perspectivas de mudança com enfoque para os temas correlatos às características do mercado financeiro.

As características físicas da energia elétrica como insumo não estocável de consumo imediato, repercutem na forma de execução do contrato de comercialização, podendo ser à vista ou de execução diferida. Tais características devem ser analisadas sob a perspectiva da contabilização dos montantes perante a CCEE envolvendo dois ambientes de negociação o ACL e o MCP.

A seguir apresenta-se o modelo sugerido do desenho institucional dos ambientes de comercialização e a contabilização representados pela figura 17:

Figura 18: desenho institucional dos ambientes de comercialização.



Fonte: Autor, 2021.

A sincronicidade entre o ACL e o MCP permite que em determinado momento os CCEALs sejam comercializados simultaneamente ou de forma complementar nesses dois ambientes. Essa característica foi abordada pelo GT da Modernização do Setor Elétrico ao destacar os atributos lastro e energia que atualmente são negociados de uma única forma, sem a correspondente separação. Conforme apontado no relatório do tema separação do lastro e energia, existe contaminação na precificação dos CCEALs de produtos diferentes. O lastro, ou energia firme, visa a confiabilidade do sistema com a efetiva inserção de energia elétrica, a energia trata da característica contratual da comercialização da energia. Tem-se discutido a criação de dois mercados um de lastro outro de energia, a comercialização de CCEALs através de uma bolsa de energia poderia realizar operações separando os dois atributos sem a necessidade de intervenção estatal na organização desses dois mercados.

A característica contábil da energia firme na contabilização permitiria que a energia elétrica fosse considerada como uma espécie de crédito de energia (lastro).

Outro aspecto relevante para a criação de um mercado exclusivo para lastro é a necessidade da expansão do setor elétrico, cujo atual modelo é financiado pelos leilões para o atendimento ao ACR utilizando o modelo de *power purchase agreement*. Com as reformas porvir há indicativo que esse financiamento seja realizado por todos os consumidores do setor de energia elétrica. O mercado de lastro permitiria que os agentes tanto do ACR quanto do ACL buscassem novos empreendimentos de geração para garantir o suprimento.

Em uma bolsa de energia seria possível negociar contratos no MCP adotando um mercado de pregão similar ao negociado em bolsa de valores. A operação poderia ocorrer através de lances



em ordem decrescente partindo do valor do PLD horário. Esse tipo de operação tem risco de volume menor do que o negociado no ACL e atenderia o anseio dos agentes em relação à precificação do MW/hora no mercado spot. Segundo o relatório formação de preços do GT da Modernização do Setor Elétrico esforços têm sido empregados para aperfeiçoar os sinais de preço no MCP. Há críticas quanto a formulação do preço através do PLD, que a princípio não teria aderência ao preço de mercado. O relatório aponta que o despacho por oferta, utilizado nos Estados Unidos e na Europa, seria mais adequado para dar sinais de preço em relação à oferta e demanda. Adotar um modelo de pregão com lances em ordem decrescente poderia aproximar o preço do curto prazo às demandas de mercado.

Além de viabilizar maior aderência do preço ao mercado, seria possível a comercialização de déficits ou sobras de energia elétrica contratadas. Nesse sentido, um consumidor que tenha consumido energia em montante superior à demanda contratada, poderia adquirir a diferença em um pregão de uma bolsa de energia, ou até mesmo vender o seu excedente a um preço de mercado.

O atributo financeiro dos CCEALs (energia), permite que tais contratos sejam negociados como derivativos de entrega futura. O contrato é o instrumento jurídico que cria o vínculo entre o gerador e o consumidor da energia elétrica, visto que a característica física da eletricidade de consumo imediato restringe a circulação desse insumo. Desse modo a transferência da titularidade desse objeto ocorre através de contratos face a sua natureza fugaz (instantânea).

O mercado financeiro possui a capacidade de precificar bens corpóreos, incorpóreos e riscos. Dentre os riscos avaliados no presente trabalho que merecem maior destaque são: risco financeiro; risco de volume; risco de volatilidade do PLD. A função de acoplar uma operação financeira à uma negociação de energia elétrica é mitigar os riscos da transação. Operações de hedge podem diminuir as perdas da oscilação de preços e garantir a entrega da energia elétrica.

Em se tratando de contratos de entrega futura de energia, três elementos são principais: volume de energia; preço; vencimento. Cada um desses elementos possui características que podem ser negociadas no mercado financeiro. Os mercados que a princípio foram identificadas afinidades são: mercado a termo; mercado de opções; mercado de curto prazo.

O mercado a termo pode ser utilizado através de um balcão organizado em que uma bolsa de energia, seria uma espécie de infraestrutura de negócios em que participam compradores e

vendedores sujeitos a regras de governança como a circulação de informações, transparência em relação ao preço e ao contrato, padronização dos contratos de energia, regras pré-estabelecidas sobre contrato a termo e futuro e uma câmara de compensação e liquidação.

O mercado a termo basicamente trata de um ambiente de comercialização privado no qual as contrapartes contratam serviços de infraestrutura para obter maior segurança e informação nas suas transações. Ao contrário do ACL que trata de um balcão não organizado, em que os compradores encontram-se espalhados no mercado de forma difusa. Um mercado a termo poderia concentrar diversos vendedores e compradores que busquem maior proteção aos seus negócios. Basicamente um mercado a termo pode garantir a execução dos contratos, seja em relação ao pagamento ou à entrega do objeto.

O intuito da política de transparência é permitir às contrapartes o aprimoramento da tomada de decisão quanto ao volume e ao preço da energia elétrica, importante na gestão de risco da operação. Por que é relevante a abordagem da transparência? Como o ACL trata de um mercado não organizado e não sujeita a ingerência da CCEE, as relações privadas são sigilosas e os contratos são celebradas de forma diversificada. Em um mercado a termo os contratos seriam padronizados e os preços seriam públicos, refinando nesse sentido o planejamento das contrapartes.

A padronização de contratos não é tarefa fácil, pois existem diversas fontes de energia e dentre elas existem aquelas que possuem subsídio e outras não, algumas são caracterizadas por sua intermitência, outras pela energia firme e por fim há diferenças de custos. Desse modo cada fonte energética possui vantagens e desvantagens. A energia fotovoltaica por exemplo produz energia somente quando há luz solar, o que não significa que produz energia todos os dias, pois nuvens podem afetar a sua produtividade, a energia térmica por sua vez possui o requisito de energia firme bastante elevado, pode ser acionada de acordo com a necessidade, mas é altamente poluente e consideravelmente mais cara.

Os consumidores podem optar por cada uma dessas fontes energéticas de acordo com o seu hábito de consumo ou de sua necessidade. Partindo das diferenças de produtividade e preço de cada fonte diferentes tipos de contratos poderiam ser padronizados e negociados em quotas, por exemplo: 1 MW, 5 MW ou 10 MW de energia eólica subsidiada sem o pagamento do TUST. Os vendedores dessas quotas deveriam garantir financeiramente o valor correspondente ao comercializado de forma similar ao que ocorre em mercado de futuro, o comprador por outro lado

também deveria apresentar garantias financeiras, que podem ser constituídos por títulos públicos, CDB, fiança bancária, etc.

Outra alternativa possível é oferecer produtos que tenham em sua composição várias fontes de energia, utilizando as qualidades que cada uma pode oferecer. Por exemplo uma quota pode ter em sua composição fontes térmicas, hídricas, fotovoltaicas e eólicas, cada uma com percentual de participação. Assim, asseguraria preços atrativos com garantia de energia firme.

Um mercado a termo também poderia conter uma câmara de compensação e liquidação (clearing house), nessa hipótese a clearing house seria uma contraparte central conforme demonstrado nos itens 4.4.6 e 4.5.1, assim assumiria o papel de comprador e vendedor universal, assumindo todos os riscos da operação garantindo a entrega dos ativos e dos correspondentes pagamentos.

Esse papel de contraparte central estaria respaldado em um sistema hierárquico de obrigações e alocação de garantias envolvendo investidores, corretoras, agentes de compensação e a própria câmara de compensação. Contudo, a maioria das câmaras de compensação estão concentradas na B3, uma câmara de compensação e liquidação específica para o setor elétrico deveria ser criado e autorizado pelo CVM e BACEN.

Assim os riscos de volume e financeiro estariam mitigados protegendo os agentes do setor elétrico. A adesão a um mercado a termo com uma clearing house seria voluntária, atraindo compradores e vendedores que buscassem maior segurança em suas transações, uma espécie de serviço ancilar fruto do modelo disruptivo a que se planeja implementar com a modernização do setor elétrico.

O mercado de opções por outro lado comporta riscos, sendo essa a sua principal característica. Os itens 4.4.5 e 4.5.2 abordaram as características de um mercado de opções e como seria a negociação de ativos de energia elétrica. A função primária de um mercado de opção é atuar como uma espécie de seguro contra a volatilidade de preços, em que as contrapartes compartilham riscos e oportunidades.

Como contratos de opção tratam de uma aquisição futura de bens, a sincronicidade do ACL com o MCP são relevantes para a análise desse mercado, vide a figura 14. Do mesmo modo como funciona o mercado de opções na B3, seria adequado estabelecer os dias de vencimento do

contrato preferencialmente em datas anteriores ao consumo. Portanto dever-se-ia designar uma data específica em cada mês para o seu vencimento antes do período de contabilização. Essa sugestão trata da possibilidade de revenda do CCEAL em momento anterior ao período da contabilização, permitindo o acesso de investidores não registrados na CCEE.

O mercado de opções de energia elétrica poderia adotar tanto o modelo americano quanto o europeu, permitindo que o ativo seja exercido antes ou na data de vencimento.

Operações de call e put permitiriam que tanto compradores quanto vendedores lançassem opções para mitigar os reflexos da volatilidade dos preços, sendo que o valor do prêmio poderia ser estabelecido pela própria bolsa de energia utilizando os mesmos modelos de precificação de uma bolsa de valores (modelo black & scholes e o modelo binomial). Da mesma forma que foi sugerida no pregão do MCP, os contratos poderiam ser vendidos em quotas.

Portanto um mercado de opções de energia estabeleceria a padronização de contratos, quotização de volume de energia a ser negociada, prazos pré-estabelecidos de vencimento e o valor do prêmio para cada contrato de opção a ser lançado.

O mercado futuro foi analisado no item 4.4.7, o qual se conclui que essa modalidade de contrato pode não satisfazer os interesses dos agentes em virtude dos ajustes diários e da grande volatilidade dos preços da energia elétrica no curto prazo.

Desse modo entende-se que a criação de uma bolsa de energia pode mitigar o risco de liquidez no mercado livre através de operações financeiras que permitam aos agentes diminuir o risco de volatilidade dos preços e o risco de volume. A participação em uma bolsa de energia seria facultativa e corresponderia a um serviço ancilar voltado à manutenção das negociações de CCEALs no mercado livre e no mercado de curto prazo.

As recomendações no presente trabalho são: o aprimoramento da precificação da energia elétrica; padronização dos contratos por fonte e por subsídio; criação de uma câmara de compensação e liquidação.

O aprimoramento da precificação da energia elétrica foi objeto de análise no GT da Modernização do Setor Elétrico e envolve temas como a separação do lastro e energia, política de transparência nas negociações principalmente em relação à precificação. A criação de um balcão organizado viabilizaria a criação de políticas de governança corporativa aos membros filiados que

usufruiriam de maior transparência em relação ao mercado ao qual está inserido e por consequência aprimorando a tomada de decisão e a assunção de riscos.

A padronização dos contratos por fonte e por subsídio além de contribuir com a precificação mais adequada permitiria maior precisão na escolha de fontes de energia elétrica por parte do consumidor. A abertura do mercado livre implicará em uma nova postura do consumidor em relação a seus fornecedores, tornando a energia elétrica um insumo sujeito a planejamento. A especialização e padronização dos contratos poderia expressar os interesses dos consumidores a determinada fonte de energia elétrica. Por exemplo: atividades econômicas que possuam pico de consumo de energia durante o dia poderiam optar por celebrar contratos com usinas fotovoltaicas, considerando seu preço e eventuais subsídios.

Outra opção derivada da padronização dos contratos é a criação de uma espécie de contrato composto por várias fontes energéticas que considere a intermitência das energias renováveis e a energia firme das usinas térmicas e hídricas. A composição dessa espécie de contrato poderia adotar percentuais de participação na geração de 1MW/hora ou quotas de energia pré-estabelecidas. Por exemplo: 30% fonte hídrica, 30% fonte eólica, 30% fonte fotovoltaica, 10% fonte térmica. A intermitência das fontes eólica e fotovoltaica seriam compensadas pelo seu preço mais atrativo, a fonte hídrica possui energia firme mas existe o risco hidrológico que pode ser mitigado pelas demais fontes e a térmica que apesar de mais custosa possui energia firme. O preço alto da energia térmica é compensado pelo preço mais atrativo das demais fontes e a intermitência e o risco hidrológico são compensados pela energia firme das usinas térmicas.

Essa conjugação de fontes acompanhada de política de transparência de composição e de preços traria maior proteção aos agentes de mercado de riscos financeiros e de volume, além do aprimoramento na gestão do consumo energético.

A criação de uma câmara de compensação liquidação depende de autorização da CVM e do BACEN, seria uma ferramenta bastante útil para garantir a execução contratual pelas contrapartes. Uma câmara de compensação além de ter uma autorização específica deveria possuir infraestrutura compatível com os sistemas de garantia já conhecidos no sistema de pagamentos brasileiro.

Uma clearing house permitiria que uma bolsa de energia elétrica atuasse como uma contraparte central, com um sistema hierarquizado de garantias, permitindo a custódia de CCEALs administrada por um depositário e agentes de liquidação. Seria necessária a participação de um banco emissor de garantias para saldar eventual inadimplência.

## REFERÊNCIAS

ASSAF NETO, Alexandre: **Curso de administração** financeira . 4ª. ed. São Paulo: Atlas, 2019.

\_\_\_\_\_, Alexandre: **Mercado financeiro exercícios e prática, com soluções comentadas.** 2 Rio de Janeiro: Atlas, 2019.

BANDEIRA, Fausto de Paula Menezes. **Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro.** Consultoria legislativa, estudo agosto/2003. Disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/publicacoes-da-consultoria-legislativa/arquivos-pdf/pdf/310799.pdf> acesso 09 ago. 2020.

BARROS, Benjamin Ferreira de: **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.** 1ª ed. São Paulo: Érica, 2014.

BLANCHET, Luiz Alberto. A energia, custos e sustentabilidade no Brasil e na Europa. *In* BLANCHET, Luiz Alberto; HACHEM, Daniel Wunder; SANTANO, Ana Claudia (Coord.). **Estado, direito e políticas públicas – Homenagem ao professor Romeu Felipe Bacellar Filho: Anais do Seminário de Integração do Programa de Pós-Graduação em Direito da Pontifícia Universidade Católica do Paraná.** Curitiba: Ithala, 2014.

\_\_\_\_\_, Luiz Alberto: **O serviço público de energia elétrica e o desenvolvimento: a sustentabilidade energética.** *In*: GONÇALVES, Oksandro; FOLLONI, André; SANTANO, Ana Cláudia (Coord.). **Direito econômico & socioambiental: por interconexões entre o desenvolvimento e a sustentabilidade** – Anais do Seminário de Integração do Programa de Pós-Graduação em Direito da Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Curitiba: Ítala, 2016. p. 53.

\_\_\_\_\_, Luiz Alberto: **Energia elétrica e desenvolvimento: os custos, a tarifa e suas suscetibilidades e impactos na vida do cidadão.** *In*: GONÇALVES, Oksandro; HACHEM, Daniel; SANTANO, Ana Cláudia (Coord.). **Desenvolvimento e sustentabilidade – desafios e perspectivas:** Anais do Seminário de Integração do Programa de Pós-Graduação em Direito da Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Curitiba: Ítala, 2015.

BRITO, Osias Santana de: **Mercado Financeiros.** 3ª. Ed. São Paulo: Saraiva Educação, 2020.

CALABRIA, Felipe Alves: **Enhancing flexibility and ensuring efficiency and security: improving the electricity market in Brazil using a virtual reservoir model**. 2015, Tese (Doutorado) – Faculty of Engineering, University of Porto.

CARRETE, Liliam Sanchez: **Mercado financeiro brasileiro**. Rio de Janeiro: Atlas, 2019.

COSTA, Leonardo Novello: **O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil** / Leonardo Novello Costa; dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2018.

CUÉLLAR, Leia: **Introdução às agências reguladoras brasileiras**. Belo Horizonte: Fórum, 2008 (Coleção Luso-Brasileira de Direito Público, 2).

DAVID, Solange Mendes Geraldo Ragazi: **A Triáde Energia Elétrica, Desenvolvimento Sustentável e Tecnologia – Bases e Desafios para uma Regulação Evolutiva no Brasil** – Tese (doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia e Energia e Automação Elétricas. São Paulo – 2018.

\_\_\_\_\_, Solange Mendes Geraldo Ragazi: **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** / S.M.G.R. David. – ed. rev. – São Paulo, 2013. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

DE MELLO, Marina Figueira. **Os impasses da privatização do setor elétrico**. Texto para discussão, n. 365, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO), Departamento de Economia, Rio de Janeiro, 1996, p. 7. Disponível em <http://www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/td365.pdf> acesso em 07 jan. 2020.

DEMETERCO NETO, Antenor: **Democracia, regulação e desenvolvimento: a universalização da infraestrutura e redistribuição de renda no Brasil**. Rio de Janeiro: Lúmen Iuris, 2015.

FIGUEIREDO, Antonio Carlos: **Introdução aos derivativos**. 4. ed. , rev. e ampl. São Paulo, SP: Cengage, 2019.

GORESTIN, Boris Garbati: **Otimização estocástica de sistemas hidrotérmicos incluindo rede de transmissão**. – Rio de Janeiro, 1991, Tese (doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Engenharia de Sistemas e Computação.



GRAU, Eros Roberto: **A ordem econômica na Constituição de 1988**. 3ª Edição, São Paulo, Editora: Malheiros Editores Ltda, 1997.

HATTORI, Toru. TUTSUI, Miki: **Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries**. Energy Policy, n. 32, 2004, p. 823-832.

HULL, John C.: **Opções, futuros e outros derivativos** [recurso eletrônico]; tradução: Francisco Araújo da Costa; revisão técnica: Guilherme Ribeiro de Macêdo. – 9ª ed. – Porto Alegre: Bookman, 2016.

JABUR, Maria Angela. **Racionamento: do susto a consciência**. São Paulo: Terra das Artes Editora, 2001.

JOSKOW, Paul L.: **Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. electricity sector**. The Journal of Economic Perspectives. Vol. 11, n. 3, p. 119-138.

KLINGERMAN, Alberto Sergio: **Um sistema de apoio à decisão para o planejamento da operação energética** / Alberto Klingerman. – Niterói, RJ, 2009, Tese (doutorado) – Universidade Federal Fluminense, 2009.

LEME, Alessandro André: **Globalização e reformas liberalizantes: contradições na reestruturação setor elétrico brasileiro nos anos 90**. Revista de Sociologia Política, Curitiba, 25, p. 165-175-, jun. 2006.

MELLO, Celso Antônio Bandeira de: **Curso de direito administrativo**. 32ª ed., São Paulo, Editora: Malheiros Editores Ltda, 2015.

MERCEDES, Sonia Seger Pereira: **Análise comparativa dos serviços públicos de eletricidade e saneamento básico no Brasil: ajustes liberais e desenvolvimento**. – São Paulo, 2002. Tese (doutorado) – Universidade de São Paulo, Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia.

\_\_\_\_\_, Sonia Seger Pereira; RICO, Julieta A. P.; POZZO, Liliana de Ysasa: **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro**. Revista USP, São Paulo, n. 104, p. 13-36, Janeiro/Fevereiro/Março, 2015.

MILOCHI, Violeta Fonseca Lino: **Avaliação alternativa da garantia física de usinas hidroelétricas por meio de otimização para o planejamento da operação** / Violeta Fonseca Lino Milochi. – Campinas, SP. 2016, orientador: Alberto Luiz Francato. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo.

OLIVEIRA, Adilson de: **Setor elétrico brasileiro: Estado e mercado**. Rio de Janeiro: Synergia: FG Energia, 2017.

PAIXÃO, Leonardo André: **Aspectos jurídico-institucionais do setor elétrico brasileiro**. Direito regulatório: temas polêmicos / Coordenado por Maria Silvia Zanella Di Pietro. Belo Horizonte: Ed. Fórum, 2003.

PEREIRA, Luiz Carlos Bresser, 1934: **A Reforma do Estado nos anos 90: lógica e mecanismos de controle**. Brasília: Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado, 1997. 58 p. (Cadernos MARE da reforma do estado;v. 1).

PINHEIRO, Juliano Lima: **Mercado de capitais**. 9ª ed. São Paulo: Atlas, 2019.

PIZETTA, Evandro Gonçalves: **Análise da regulamentação do suprimento de energia elétrica aos polos industriais como fator de competitividade** / E. G. Piazeta. – São Paulo, 2009. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

RIBEIRO, Luísa Helena Machado: **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: um análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre** – ACL / L. H. M. RIBEIRO – versão corr. --- São Paulo, 2015, 201 p. Dissertação (mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro: **Regulação e concorrência nos setores de infraestrutura: análise do caso brasileiro à luz da jurisprudência do CADE** – Tese (doutorado) – Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo – São Paulo, 2012.

SANCHES, Ugeda Antonio Ugeda: **Curso de direito de energia: da história**, tomo I. São Paulo: Instituto Geodireito Editora, 2011.

SANTOS, José Carlos de Souza: **Derivativos e renda fixa: teoria e aplicações ao mercado brasileiro**. – 1. Ed. – [3. Reimpr.]. – São Paulo: Atlas, 2019.

TOLEDO FILHO, Jorge Ribeiro de: **Mercado de capitais brasileiro: uma introdução**. São Paulo: Cengage Learning, 2006.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno: **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**, 2ª ed. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2015.

VIANA, Alexandre Guedes: **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil**. 2018, Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

ZUCARATO, Alexandre Nunes: **Mecanismos de Capacidade em Sistemas de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidrelétrica** – Tese (doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Engenharia Elétrica. – Florianópolis.

## GLOSSÁRIO

**Adequação do suprimento:** Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério.

**Atributo:** Característica de um ativo físico do sistema que contribui para o atendimento da demanda.

**Capacidade:** Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

**Carga:** Caracterização da demanda do sistema, em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa.

**Certificado:** Produto demandado descentralizadamente por um consumidor em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro, quotas de renováveis e metas de CO<sub>2</sub>).

**Certificado (de lastro) de capacidade:** Certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro de capacidade.

**Certificado (de lastro) de produção:** Certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro de produção.

**Certificado de garantia física:** Nome utilizado na atual conjuntura brasileira para o conceito de certificado de produção.

**Certificado de lastro:** Certificado específico para a obrigação de suficiência de lastro (produção, capacidade e eventualmente flexibilidade).

**Cobertura financeira:** Instrumento que oferece proteção contra variações futuras de preço de uma mercadoria ou ativo financeiro.

**Contrato a termo:** Modalidade de contrato de eletricidade na qual se estabelece um comprometimento com uma quantidade por um preço fixado na ocasião da negociação, para liquidação em momento futuro.

**Contrato de eletricidade:** Contrato específico para a commodity eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

Contrato de opção: Modalidade de contrato de eletricidade na qual se negocia, mediante o pagamento de um prêmio, o direito a uma determinada quantidade por um preço fixo em um momento futuro.

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade.

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

Mecanismo de adequação de suprimento: Mecanismo que valora a disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade, incluindo resposta da demanda, geralmente resultando, embora não sempre, em um fluxo adicional de receita para os proprietários desse lastro em complementação às receitas do mercado elementar de eletricidade.

Mercado de curto prazo: Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado de lastro: Mercado existente em alguns mecanismos de adequação de suprimento no qual produtos específicos associados ao lastro (e.g. certificados de lastro) podem ser transferidos e comercializados livremente.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo, de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços

ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

Potência ativa: Quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

Requisito (do sistema): Necessidade do sistema para garantir o atendimento à demanda.

**ANEXO – VOLUME DE DIFERENÇAS APURADO NA CONTABILIZAÇÃO ENTRE 2016 À 2020**

Valores não pagos no mês de dezembro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2020	11.276.403.250,98	4.498.328.900,81	39,89%	1.914.308,14	0,02
2019	9.784.244.605,17	1.502.023.208,01	15,35%	747.430,58	0,01
2018	8.633.377.384,06	908.270.716,49	10,52%	751.871.052,89	8,71
2017	9.487.114.253,30	1.972.775.820,39	20,79%	983.350.838,44	10,37
2016	2.369.147.282,09	498.685.009,42	21,05%	253.635.164,07	10,71%
Valores não pagos no mês de novembro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	
2020	14.077.863.060,06	5.549.219.285,46	39,42%	2.160.538,54	0,02
2019	10.126.988.693,92	2.017.305.491,88	19,92%	831.160,75	0,01
2018	8.905.710.009,55	1.058.096.919,89	11,88%	486.600.068,04	5,46
2017	10.069.890.950,07	2.557.684.591,57	25,40%	837.636.684,87	8,32
2016	2.475.561.643,32	679.231.803,72	27,44%	253.635.164,07	10,71%
Valores não pagos no mês de outubro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	
2020	12.311.464.903,76	2.275.280.848,73	18,48%	319.722,94	0,00%
2019	9.942.467.054,59	1.932.340.926,88	19,44%	1.367.870,56	0,01
2018	9.784.974.814,70	1.835.941.010,37	18,76%	1.000.458.228,63	5,97%
2017	9.841.262.912,45	2.970.741.541,14	30,19%	1.257.409.119,24	12,78%
2016	2.615.290.265,07	962.846.643,86	36,82%	150.678.009,94	5,76%
Valores não pagos no mês de setembro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação

		transferidos aos credores			
2020	10.308.620.615,61	673.123.191,87	6,53%	0,00	0,00%
2019	9.250.463.989,45	1.423.759.275,64	15,39%	1.963.960,97	0,02%
2018	11.612.631.095,16	3.860.110.903,98	33,24%	968.209.463,57	8,34%
2017	8.265.680.794,07	2.727.063.991,30	32,99%	886.727.210,85	10,73%
2016	2.390.368.566,18	768.798.690,99	32,16%	168.500.867,48	7,05%
Valores não pagos no mês de agosto					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2020	9.677.003.881,47	502.154.413,54	5,19%	84.823,66	0,00%
2019	9.264.986.441,58	1.542.770.601,11	16,65%	5.675.561,28	0,06%
2018	12.386.257.962,82	1.923.609.996,52	15,53%	1.646.222.904,72	13,29%
2017	6.820.428.701,87	2.538.565.703,96	37,22%	566.242.742,59	8,30%
2016	2.439.228.661,12	887.514.694,62	36,39%	115.192.228,30	4,72%
Valores não pagos no mês de julho					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2020	9.568.733.660,04	659.241.842,11	6,89%	149.897,98	0,00%
2019	8.681.132.469,44	1.088.562.301,94	12,54%	7.470.080,76	0,09%
2018	11.576.919.475,64	2.376.716.347,04	20,53%	1.359.289.184,59	11,74%
2017	4.430.575.884,44	1.481.749.722,82	33,44%	395.560.647,18	8,93%
2016	2.397.709.281,86	549.209.287,86	22,91%	415.972.193,10	17,35%
Valores não pagos no mês de junho					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2020	9.496.104.434,45	829.022.181,08	8,73%	1.964.367,71	0,02%
2019	8.228.121.207,63	566.538.653,02	6,89%	184.746.291,30	2,25%
2018	10.203.562.135,80	1.985.042.765,70	19,45%	864.567.860,21	8,47%
2017	3.174.129.513,50	752.062.537,27	23,69%	330.392.137,71	10,41%
2016	2.533.549.607,44	570.506.379,89	22,52%	430.407.912,44	16,99%
Valores não pagos no mês de maio					
Ano	Valor total a liquidar entre	Recursos financeiros		Outros valores não pagos	Percentual em relação



	devedores e credores	depositados pelos devedores e transferidos aos credores			ao valor total de liquidação
2020	9.096.362.298,67	572.311.149,42	6,29%	3.692.682,26	0,04%
2019	8.645.417.116,74	1.034.639.866,75	11,97%	190.438.109,23	2,20%
2018	9.166.825.010,12	1.617.048.076,56	17,64%	1.121.751.050,61	12,24%
2017	4.231.814.898,19	1.868.296.633,71	44,15%	365.337.204,44	8,63%
2016	2.615.045.159,37	606.487.579,29	23,19%	376.639.095,13	14,40%
Valores não pagos no mês de abril					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2020	8.783.686.873,12	283.552.327,14	3,23%	3.697.095,20	0,04%
2019	9.087.786.567,24	1.437.078.173,44	15,81%	228.760.584,53	2,52%
2018	8.045.999.018,00	835.814.504,86	10,39%	1.042.927.424,98	12,96%
2017	3.710.839.758,81	1.731.851.048,83	46,67%	339.976.387,58	9,16%
2016	3.198.681.426,02	834.190.057,57	26,1%	360.470.689,93	11,3%
Valores não pagos no mês de março					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2021	5.836.535.380,20	2.381.010.355,36	40,79%	1.124.097,73	0,02%
2020	9.307.938.401,00	868.241.983,92	9,33%	553.478,65	0,01%
2019	9.595.041.344,66	1.911.542.719,88	19,92%	293.155.557,60	3,06%
2018	8.810.943.946,93	1.537.726.429,66	17,45%	1.035.605.021,07	11,75%
2017	2.851.724.996,93	996.442.269,70	34,94%	272.460.135,89	9,55%
2016	3.687.784.882,08	1.222.922.424,91	33,16%	320.950.135,28	8,70%
Valores não pagos no mês de fevereiro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2021	7.460.063.762,60	2.916.299.020,98	39,09%	1.023.258,49	0,01%
2020	9.199.581.389,85	855.883.283,87	9,30%	8.437.697,96	0,09%
2019	10.455.009.185,35	2.842.136.480,92	27,18%	294.316.236,98	2,82%
2018	8.141.176.825,64	828.951.749,71	10,18%	1.005.321.596,44	12,35%
2017	2.542.919.464,71	680.690.562,89	26,77%	276.266.179,29	10,86%

2016	*	*	*	*	*
Valores não pagos no mês de janeiro					
Ano	Valor total a liquidar entre devedores e credores	Recursos financeiros depositados pelos devedores e transferidos aos credores		Outros valores não pagos	Percentual em relação ao valor total de liquidação
2021	9.465.388.382,96	3.023.562.358,86	31,94%	1.224.062,21	0,01%
2020	10.016.046.969,36	1.664.582.995,89	16,62%	646.321,17	0,01%
2019	9.009.737.863,09	1.431.399.169,05	15,89%	274.849.590,99	3,05%
2018	8.545.168.769,44	1.119.148.807,10	13,10%	1.000.667.017,87	11,71%
2017	2.580.426.110,36	702.395.236,02	27,22%	282.320.115,11	10,94%
2016	92.171.986,84	*	*	0,00	0,00%