**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE**

ANGÉLICA CRISTINA BERTIN

**Assimetria no preço da energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado:
O caso da Cidade Universitária da USP na capital**

São Paulo

2020

ANGÉLICA CRISTINA BERTIN

**Assimetria no preço da energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado:
O caso da Cidade Universitária da USP na capital**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo (IEE/USP)
para obtenção do título de Mestre em Ciências.
Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

São Paulo

2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIALDESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE

FICHA CATALOGRÁFICA

Bertin, Angélica Cristina.

Assimetria no preço da energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado: o caso da Cidade Universitária da USP na capital. / Angélica Cristina Bertin; orientador: Ildo Luís Sauer. -- São Paulo, 2020. 118 f.: il., 30 cm.

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

1. Energia elétrica – aspectos econômicos. I. Título

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: BERTIN, Angélica Cristina

Título: Assimetria no preço da energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado:
O caso da Cidade Universitária da USP na capital

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-
Graduação do Instituto de Energia e Ambiente da
Universidade de São Paulo (IEE/USP)
para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Aprovada em 30 de setembro de 2020.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Instituição: Universidade Federal do Rio de Janeiro

Julgamento: Aprovada

Prof. Dra. Mônica Landi

Instituição: Pontifícia Universidade Católica de São Paulo

Julgamento: Aprovada

Prof. Dr. Roberto Zilles

Instituição: Universidade de São Paulo

Julgamento: Aprovada

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus familiares pelo apoio e pela compreensão durante os momentos de ausência, dedicados ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo pela oportunidade de realização do curso de mestrado.

Ao meu orientador professor Ildo Sauer, pelas conversas inspiradoras e por me dar força e fazer acreditar que seria possível concluir a dissertação, mesmo com as dificuldades encontradas ao longo do caminho.

As professoras Virginia Parente e Mônica Landi pelas contribuições feitas durante o período de qualificação.

Aos grandes amigos que fiz dentro do IEE e que contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

RESUMO

BERTIN, A.C. Assimetria no preço da energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado: O caso da Cidade Universitária da USP na capital. 2020. 118 p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (PPGE/USP), São Paulo, 2020.

Ao longo das últimas décadas, o setor elétrico brasileiro passou por diversas transformações das quais se destacam a abertura de mercado com inserção de competitividade nos segmentos de geração e comercialização. O marco regulatório atual estabelece que a comercialização de energia elétrica pode ocorrer em dois ambientes distintos, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Grandes consumidores podem optar por permanecer atendidos sob condições reguladas pela distribuidora local ou atuar no mercado livre e negociar diretamente com o supridor ou através de comercializadores, enquanto a indústria geradora pode vender o mesmo produto em condições distintas a depender do mercado em que comercializa. A investigação de tais condições se desenvolve no presente trabalho a partir de revisão bibliográfica, análise regulatória setorial com foco para o um estudo de caso relacionado a migração da Cidade Universitária da USP na capital para o ambiente livre de contratação de energia. Para tanto, foram analisadas as estruturas de custos dos consumidores cativos e livres e as assimetrias existentes. No mencionado estudo de caso, verificou-se que a migração da USP implicaria em uma redução de custos de 21% a 31%, a depender da tensão de conexão e tipo de energia contratada. A relevância do estudo concentra-se na possibilidade de se concluir que essa proposta seja viável e possa ser estendida para outras instituições governamentais, após o aprofundamento das questões regulatórias institucionais, contribuindo na diminuição dos gastos públicos.

Palavras-chave: Setor elétrico. Comercialização de energia. Consumidor livre.

ABSTRACT

BERTIN, A.C. Assimetria no preço da energia elétrica nos ambientes de contratação livre e regulado: O caso da Cidade Universitária da USP na capital. 2020. 118 p. Master of Science Dissertation – Graduate Program in Energy of Universidade de São Paulo (PPGE/USP), São Paulo, 2020.

Over the last decades, the Brazilian electrical sector has undergone several transformations, in particular the market liberalization, introducing competition into production and trading segments. The current regulatory framework defines that the commercialization can occur in two different environments: one free and another regulated. Large consumers can choose to remain served under regulated conditions or operate in the free market, where they can negotiate directly with the supplier or through traders, while the generating industry can sell the same product under different conditions depending on the market in which it sells. The present work investigates such conditions from a case study of the migration of the University of São Paulo to the free energy market, and analyses the differences in cost structure between regulated and free consumers. The results imply in a cost reduction of 21% to 31%, depending on the connection voltage type of energy contracted. The relevance of the work focuses on the possibility of concluding that this proposal is practicable and can be extended to other government institutions, after the deepening of institutional regulatory issues, contributing to the reduction of public spending.

Keywords: Electrical sector. Energy commercialization. Free consumer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Convivência entre Mercado Competitivo e Mercado Regulado	29
Figura 2 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico.....	31
Figura 3 – Subsistemas do SIN e sua capacidade instalada	37
Figura 4 - Oferta Interna de Energia por fonte	38
Figura 5 - Mapa do Sistema de Transmissão do SIN	41
Figura 6 – Participação setorial no consumo de eletricidade	46
Figura 7 - Consumo de energia ACR x ACL	60
Figura 8 - Tipos de leilão no ACR.....	62
Figura 9 - Evolução dos consumidores no ACL	69
Figura 10 - Evolução dos agentes de mercado.....	70
Figura 11 - Histórico do PLD médio para o Submercado SE/CO	73
Figura 12 - Variação de consumo Cidade Universitária mês a mês	76
Figura 13 - Resultados obtidos: Energia convencional, tensão de 13,8 kV	86
Figura 14 - Resultados obtidos: Energia incentivada, fornecimento 13,8 kV	89
Figura 15- Resultados obtidos: Energia convencional, fornecimento 88 kV	91
Figura 16- Resultados obtidos: Energia incentivada, fornecimento 88 kV	93
Figura 17 - Resultado análise de migração Cidade Universitária ACL	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modelos estruturais do setor elétrico	20
Tabela 2- Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro.....	30
Tabela 3 - Agentes de Maior Capacidade Instalada no País	40
Tabela 4- Maiores agentes de distribuição por consumo de eletricidade	43
Tabela 5 - Sistema de bandeiras tarifárias vigente	55
Tabela 6 - Leilões no ACR desde 2004.....	64
Tabela 7 - Resultado dos LEE	64
Tabela 8 - Dados do histórico de consumo da Cidade Universitária	75
Tabela 9 - Resumo da fatura da distribuidora ENEL em setembro de 2019	77
Tabela 10 - Total de consumo e custos de janeiro de 2016 a dezembro de 2019	78
Tabela 11 - Premissas de consumo da Cidade Universitária para os anos de 2020, 2021 e 2022	81
Tabela 12- Premissas Cidade Universitária migração ACL 13,8 kV	83
Tabela 13 - Premissas Cidade Universitária migração ACL 88 kV	84
Tabela 14 - Comparativo Cativo X Livre (Convencional em 13,8 kV)	85
Tabela 15- Comparativo Cativo X Livre (Incentivada em 13,8 kV)	88
Tabela 16- Comparativo Cativo X Livre (Convencional em 88 kV)	90
Tabela 17 - Comparativo Cativo X Livre (Convencional em 88 kV)	92
Tabela 18- Resultado final cenários de migração Cidade Universitária	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN - Balanço Energético Nacional

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAL - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre

CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCER - Contrato de Compra de Energia Regulada

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CIP - Contribuição de Iluminação Pública

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

COSIP - Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CRC - Conta de Resultados a Compensar

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DIT - Demais Instalações de Transmissão

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EER - Encargo de Energia de Reserva

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ESS - Encargos de Serviços do Sistema

ETD – Estação Transformadora de Distribuição

EUST - Encargos do Uso do Sistema de Transmissão

FHC - Fernando Henrique Cardoso

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços

IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor

LEE - Leilão de Energia Existente

LEN - Leilão de Energia Nova

LULA - Luís Inácio Lula da Silva

kV- *quilovolt*

kW – *quilowatt*

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME- Ministério de Minas e Energia

MUSD - Montante de Uso do Sistema de Distribuição

MUST - Montante de Uso do Sistema de Transmissão

MW - *Megawatt*

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas

PDE - Plano Decenal de Expansão

PELP - Plano de Expansão de Longo Prazo

P&D/EE - Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

PIE - Produtor Independente de Energia

PIS - Programa de Integração Social

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

RAP - Receita Anual Permitida

RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGR - Reserva Global de Reversão

REN - Resolução Normativa

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica

TAR - Tarifa Atualizada de Referência

TE – Tarifa de Energia

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

THS - Tarifa hora-sazonal

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TW - *Terawatt*

USP – Universidade de São Paulo

SUMARIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Apresentação do Problema e Justificativa	14
1.2. Objetivos	16
1.3. Metodologia	16
2. A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1 Modelos estruturais	19
2.2 A organização do SEB: contexto histórico	21
2.2.1 O início da abertura comercial: o RE-SEB	24
2.2.2 A reforma da reforma : o marco regulatório atual.....	27
2.3 Os agentes institucionais	31
3. CARACTERÍSTICAS DO SEB	36
3.1. O sistema de geração	36
3.2. O sistema de transmissão	40
3.3. O sistema de distribuição	42
3.4. A Eletrobrás	44
3.5. O consumo de energia.....	45
4. A ESTRUTURA DE CUSTOS DA ENERGIA NO BRASIL	47
4.1. Classificação dos consumidores	47
4.1.1. Grupos e modalidades tarifárias	48
4.2. Custos de transporte.....	51
4.2.1. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST	51
4.2.2. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD	52
4.3. Custo da Geração de energia	53
4.3.1. Bandeiras tarifárias.....	54
4.4. Encargos Setoriais	55
4.5. Impostos	58

5. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	60
5.1. O Ambiente de Contratação Regulado	61
5.2. O Ambiente de Contratação Livre	65
5.2.1. A evolução dos consumidores livres.....	68
5.3. Os comercializadores	70
5.4. O Mercado de curto prazo	72
6. ESTUDO DE CASO: A MIGRAÇÃO DA CIDADE UNIVERSITÁRIA DA USP.74	
6.1. Características do consumidor	74
6.2. Análise de custos atual.....	76
6.3. Análise de Migração para o ACL.....	80
6.3.1. Premissas utilizadas.....	81
6.3.2. Migração ACL em tensão de fornecimento 13, 8 kV	85
6.3.3. Migração ACL em tensão de fornecimento 88 kV	89
6.4. Síntese dos resultados	93
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	96
REFERÊNCIAS.....	99
ANEXOS	106
ANEXO A – Esquema elétrico da ETD USP.....	106
ANEXO B - Proposta comercial para compra de energia convencional - fornecedor “1”	107
ANEXO C - Proposta comercial para compra de energia convencional - fornecedor “2”	108
ANEXO D - Proposta comercial para compra de energia convencional - fornecedor “3”	111
ANEXO E - Proposta comercial para compra de energia incentivada - fornecedor “1”....	114
ANEXO F - Proposta comercial para compra de energia incentivada - fornecedor “2”....	117
ANEXO G - Proposta comercial para compra de energia incentivada - fornecedor “3” ...	118

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação do Problema e Justificativa

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tem um papel estratégico no desenvolvimento da economia, sendo a energia elétrica insumo essencial para a produção de bens e serviços, além de proporcionar bem-estar e garantir qualidade de vida para a população.

Ao longo da sua história, a indústria de energia elétrica no Brasil passou por diversas transformações estruturais, comumente sintetizadas em três grandes movimentos históricos. Em sua fase inicial, durante o final do século XIX até as primeiras décadas dos séculos XX, a organização e o desenvolvimento do setor se deram por meio de capital privado, com expressiva participação de grupos estrangeiros, que detinham as concessões dos principais mercados e capitais do país. Na década de 30, inicia-se a segunda fase, onde o setor apresenta seu maior crescimento e expansão, sob o controle e diretrizes do Estado, que atuava como protagonista no planejamento e no aporte de investimentos para atender a demanda crescente e suportar a industrialização do país na época. Ao final dos anos 80, quando a condução da política brasileira convergiu com o ideário neoliberal é iniciada a terceira fase: a liberalização econômica do setor elétrico, com a redução da intervenção do Estado, acompanhando o movimento de reestruturação que acontecia nos sistemas elétricos de outras economias mundiais.

A Constituição de 1988, estabelece que o Governo Federal é o responsável pela provisão dos serviços de eletricidade, diretamente ou sob delegação. Dessa forma, os agentes econômicos que operam no setor, atuam em nome do Governo, sujeito à regulação e fiscalização do Estado.

Até então verticalizado e controlado por grandes empresas regionais, predominantemente estatais, durante a última fase o setor foi segmentado em quatro ramos de atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A transmissão e a distribuição passaram a operar no modelo de mercado de monopólios naturais, onde o regime é interesse da sociedade e com isso tem a regulação técnica e controle de tarifas pelo agente regulador. A geração e comercialização de energia foram definidas e organizadas em estruturas de mercado concorrencial e portanto, a lógica de formação de preços nessas atividades é competitiva, com normas de regulação menos restritas.

Com o intuito de aumentar a competitividade nas atividades de geração e comercialização, assegurar e garantir o incremento da sua capacidade instalada, o marco regulatório que rege o SEB atualmente, estabelecido em 2004, dividiu a comercialização de energia elétrica em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No Ambiente regulado, as distribuidoras contratam sua demanda prevista para atendimento dos consumidores cativos na sua área de concessão. A contratação é feita por meio de leilões públicos com o controle do Estado, onde o vencedor é aquele que oferece o menor preço, forma de garantir a modicidade tarifária. Já no livre, os consumidores denominados livres e especiais, contratam o insumo por meio de livre negociação com os geradores ou ainda, por intermédio de comercializadoras. Neste contexto, a indústria de geração de energia, por sua vez, vende o mesmo produto a preços e condições distintas, a depender do mercado em que comercializa.

Diante do exposto, grandes consumidores de energia no Brasil, dentro de determinados parâmetros de demanda e tensão que foram se flexibilizando ao longo dos anos, tem opção de migrarem de uma condição passiva de atendimento regulado, para uma condição ativa, onde ele é o agente que negocia e contrata seu fornecimento de energia, por sua conta e risco, tendo o acesso e uso da rede de transmissão e distribuição garantidos por lei. Ainda, a legislação garante redução nas tarifas de uso de transmissão e distribuição para a compra de energia advinda de determinadas fontes incentivadas, opção mandatória aos consumidores especiais e facultativa aos consumidores livres.

A participação dos consumidores no ACL não é obrigatória, com isso, o encorajamento para a sua migração é feito por razões financeiras, ocorrendo sempre que verificada a possibilidade de redução de custos, e analisado os riscos implicados nesta decisão. Nos últimos anos, é possível observar um expressivo aumento no número de consumidores que aderiram ao mercado livre, que atualmente representa cerca de 30% do total da energia consumida no país. A proposta do Governo Federal é aumentar a representatividade deste mercado e através de medidas que diminuem os requisitos para a participação no ambiente livre, impulsionar a adesão de consumidores de menor porte.

O presente trabalho se insere neste debate e busca compreender quais são as diferenças no preço da energia para os consumidores livres e cativos no Brasil e, se a migração para o ambiente livre se mostra como uma alternativa na redução de custos com o insumo, frente ao aumento das tarifas no ambiente regulado nos últimos anos.

1.2. Objetivos

Os objetivos gerais do trabalho concentram-se em:

- analisar as assimetrias nos custos de energia elétrica dos consumidores no Brasil, e investigar se as possíveis vantagens econômicas obtida nos preços do Ambiente Livre são custeadas pela tarifas dos consumidores cativos;
- avaliar a viabilidade econômica da migração da Cidade Universitária da USP na capital para o ambiente de contratação livre de energia, quais os riscos, benefícios e oportunidades associados a essa opção.

Para que isso seja possível, os objetivos específicos são:

- analisar o marco regulatório atual do SEB, a estrutura tarifária e a composição de custos dos consumidores livres e dos consumidores cativos de energia;
- avaliar os possíveis cenários de migração para o ACL e as opções de conexão de rede da Cidade Universidade da USP na capital;
- investigar a possibilidade de redução de gastos públicos.

1.3. Metodologia

O estudo se insere em uma pesquisa descritiva, detalhando o contexto no qual o setor elétrico brasileiro está inserido. A partir da revisão bibliográfica, recorreu-se a diversos autores que, ao longo dos últimos anos debruçaram-se sobre as evoluções do setor elétrico brasileiro e sua forma de organização, bem como a descrição das possíveis estruturas de organização da indústria de energia elétrica percebidas.

Foi consultado também, o arcabouço jurídico setorial, com a forma de organização institucional do setor, seus agentes e como eles se relacionam, além de consulta a informações disponíveis na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o intuito de apresentar as regras e procedimentos vigentes para a comercialização de energia. São também apresentadas as

principais características do SEB, seu funcionamento e interação dos segmentos da cadeia de fornecimento, ilustrado a partir de dados recentes do setor.

Ainda, a pesquisa utiliza o método de estudo caso. A escolha da metodologia, está relacionada ao interesse em conhecer e retratar a dinâmica dos preços e custos no ambiente regulado e livre, a partir de uma situação real.

Segundo YIN (2003), o método de estudo de caso é indicado quando:

- o interesse do pesquisador é uma questão que um caso particular vai ajudar a elucidar;
- o pesquisador tiver pouco controle sobre aquilo que acontece ou que pode acontecer;
- o foco do interesse for um fenômeno contemporâneo que esteja ocorrendo numa situação de vida real.

Considerando as motivações e objetivos do presente estudo, constata-se que as três recomendações de YIN se aplicam para a análise de viabilidade e riscos da migração da Cidade Universitária da USP para o Ambiente de Contratação Livre.

Para a coleta de informações, foram utilizados os dados primários do histórico das contas de eletricidade do consumidor, a partir do Sistema Conta Luz - sistema da USP que controla e registra gastos e consumo de energia elétrica em todas as unidades de ensino da Universidade. Também recorreu-se às resoluções homologatórias da ANEEL com o histórico das tarifas da distribuidora responsável pela área de concessão em que está inserido o consumidor analisado (ENEL Distribuição São Paulo). Foram analisados ainda, os contratos vigentes entre o consumidor e a distribuidora local: o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER). Para a simulação de migração ao ACL, foram solicitadas ao mercado, propostas comerciais para fornecimento de energia elétrica, com base em projeção de volumes de consumo. As informações coletadas foram utilizadas na análise.

Além da análise dos documentos para entendimento da estrutura de custos atual do consumidor, foi feito o detalhamento das contas de energia elétrica, conforme classificação e alocação dos custos atrelados ao custo de energia, os custos dos serviços de distribuição e uso da rede, impostos, além de outros custos incidentes como por exemplo gastos com ultrapassagens.

A partir de simulações de custos em cada um dos cenários, são apresentados os resultados econômicos obtidos. Por fim, a síntese dos resultados revela se para o caso do consumidor em questão, a migração para o mercado livre apresenta viabilidade econômica, benefícios e ainda, quais os riscos associados a esta tomada de decisão.

2. A INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Modelos estruturais

A indústria de energia elétrica pode ser dividida em quatro setores: geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração é a forma de produção da energia em si. A transmissão e a distribuição são as formas de transporte da energia gerada, de modo que os fios de transmissão, conectados em rede, atendem grandes áreas, transportando a energia gerada em alta tensão. Já no caso das distribuidoras, ao receberem a energia em alta tensão nas subestações, reduzem-na para que seja possível o atendimento aos consumidores conforme sua classe de tensão. Consumidores estes situados na área de concessão regional, em que cada distribuidora dispõe de sua infraestrutura de fios. Neste contexto, a comercialização da energia gerada é o ato efetivo de compra e venda entre os diversos agentes da cadeia de valor.

A distribuição comercial de energia elétrica se originou em meados da década de 1880, quando o serviço era oferecido por empresas verticalmente integradas, que atuavam regionalmente em todos os setores da cadeia em forma de monopólios naturais, alcançando assim economias de escala pagas através de taxa de retorno e tarifa pelo custo.

A reestruturação na forma de organização desta indústria iniciou-se no final da década de 1980 em diversos países desenvolvidos e em desenvolvimento. Para Hogan, os motivos pelos quais os países modificaram a forma de organização decorreram da insatisfação com o modelo estabelecido até então, em função do aumento de preços da energia de forma generalizada, o crescimento de políticas neoliberais e o sucesso obtido na desregulamentação de outras indústrias, como por exemplo telefonia e transporte aéreo (HOGAN,2002).

A competição nos setores de energia elétrica é possível nos segmentos de geração e comercialização, uma vez que as funções de transporte (transmissão e distribuição) são classificadas como monopólios naturais, ou seja, uma única empresa provê o serviço a um custo menor do que se houvesse competitividade entre mais de uma empresa, devido ao aproveitamento em economias de escala e altos investimentos para criação de infraestruturas paralelas.

Por deterem essas características, os serviços de transporte (transmissão e distribuição) são fornecidos por empresas monopolistas regionais, porém deve existir o livre acesso sob

regulação e controle do Estado, para que a geração e comercialização sejam competitivas (JOSKOW e SCHMALENSEE 1983).

Ao analisar este processo em curso, Hunt e Shuttleworth (1996) definiram as formas básicas de organização estrutural e identificaram um processo evolutivo na aquisição de eletricidade. Dessa forma, classificaram em quatro modelos básicos: monopólio, comprador majoritário, competição no atacado e competição no varejo, conforme apresentado na tabela 1 (HUNT e SHUTTLEWORTH, 1996). A descrição dos modelos caracteriza o nível de abertura para competição. No entanto, existem diversas combinações e variantes próprias de aplicação nos diversos mercados mundiais.

Tabela 1 - Modelos estruturais do setor elétrico

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4
Características	Monopólio	Comprador Majoritário	Competição no Atacado	Competição no Varejo
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha pelo varejista	Não	Não	Sim	Sim
Escolha ampla dos consumidores	Não	Não	Não	Sim
Variações	Nacional ou Reginal	Distribuidoras ou Gerência de contratos bilaterais		
Privado	Entidade estatal ou de interesse público			

Fonte: D'Araujo, 2011

O monopólio foi a estrutura de mercado adotada desde o surgimento da energia elétrica para iluminação e distribuição comercial na maioria dos sistemas elétricos. Nesse modelo não existe concorrência, as empresas são verticalmente integradas e organizadas regionalmente, sendo responsáveis por todas as atividades (geração, transmissão e distribuição).

Sendo monopolista, geralmente, as indústrias são estatais, como por exemplo na França, na Finlândia e em algumas províncias do Canadá. No entanto, em países como o Japão e a Escócia, o setor é organizado através de estrutura de monopólio privado, em que

empresas privadas atuam de forma regional e verticalizadas desde a geração até a distribuição, mas permanecem sob as regras e do Estado (D'ARAUJO, 2009).

Com a inserção da competitividade na geração de energia elétrica, surge a figura do “comprador majoritário”. Neste modelo, um único comprador adquire a energia de geradores distintos, de modo que todos os geradores tem acesso aberto a rede de transmissão. Segundo TOLMASQUIM (2011), geralmente neste estágio são introduzidos os produtores independentes de energia e é importante a atuação do governo ou do regulador com relação ao denominado comprador majoritário, para o impedimento de condutas inadequadas como o repasse de custos de ineficiências no processo de contratação de energia.

O modelo de competição no atacado avança ainda mais em direção a abertura comercial. Além da competição na geração, as distribuidoras de energia e muitas vezes grandes consumidores conseguem contratar a energia diretamente do gerador ou através de intermediários. A energia é entregue através dos sistemas de rede de transmissão com livre acesso. No entanto as distribuidoras regionais detém o monopólio dos clientes finais, ou pequenos consumidores.

O modelo de competição no varejo é quando a escolha do fornecedor de energia elétrica pode ser feita por todos ou grande parte dos consumidores finais. Esta modelagem acomoda diversas gradações, dependendo do tipo de liberdade aos consumidores. É necessário livre acesso tanto as redes de transmissão quanto na rede de distribuição local (NERY, 2012).

As estruturas de mercado acima mencionadas, foram organizadas ao longo das décadas passadas em todo o mundo, porém com peculiaridades em cada localidade. Desta forma, além da compreensão destas estruturas, faz-se necessária a contextualização e aplicabilidade locais, sobretudo no âmbito do SEB, para respaldar o estudo de caso proposto pelo presente trabalho.

2.2 A organização do SEB: contexto histórico

O SEB surgiu e se desenvolveu inicialmente com capital estrangeiro. A geração de energia, o fornecimento de serviços de iluminação e de força motriz se deram por meio de investimentos privados, em regime concorrencial e de forma descentralizada. A atuação do Estado na indústria de energia elétrica, até 1930, resumiu-se a medidas isoladas de regulamentação, de concessão de aproveitamentos hidrelétricos e fornecimento de serviços. A

tarifação de energia resumia-se a acordos entre concessionárias e municipalidades, que detinham o poder concedente na época. No entanto, por ineficiências econômicas e a defasagem existente entre a oferta de energia e sua demanda crescente, decorrente do aumento da produção industrial nacional e o crescimento dos centros urbanos, o modelo privado foi sendo substituído por uma crescente participação estatal, com o intuito de desenvolvimento do setor, por meio da expansão da capacidade produtiva, da regulação e da qualidade nos serviços prestados (GONÇALVES, 2007).

Em 1934, o Estado inicia a sua atuação na geração de energia, transmissão e distribuição com a aprovação do Código de Águas, que manteve a prerrogativa da gestão das águas com o poder público, tendo em vista o potencial econômico e social representado pelos rios nacionais e o temor de expor tais recursos à gestão privada. O Código, que tinha como objetivo principal a ampliação do domínio público sobre as águas e a regulamentação da indústria hidrelétrica, tornou-se peça central na regulamentação do setor elétrico no Brasil. Este ciclo foi caracterizado pela inserção de um modelo centralizado e um abrangente processo de estatização, em que prevaleceu a ação e a iniciativa do Estado (SAUER et al., 2003).

Foi durante o período desenvolvimentista, principalmente nos governos dos presidentes Getúlio Vargas e Juscelino Kubitschek, com a política econômica nacional voltada para o desenvolvimento industrial e das melhorias em infraestrutura, que diversas indústrias brasileiras de base foram fundadas, como a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobras), Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (posteriormente Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES) e a Companhia Vale do Rio Doce, o que pressionou a expansão, o desenvolvimento e a organização institucional do setor elétrico, peça fundamental para o desenvolvimento do país.

Em 1960 foi criado o Ministério de Minas e Energia (MME) e em 1962 foi criada Eletrobrás, que tinha como finalidade administrar a participação do governo federal no setor elétrico, com intuito de realizar estudos e projetos para a expansão da oferta de energia. Durante as décadas de 1950, 1960 e 1970, diversas companhias estaduais e federais de energia foram criadas e o setor teve um grande aumento na sua capacidade instalada de geração elétrica (MERCEDES et al., 2015).

A tarifa de energia, na estrutura de monopólio, era fixada pelo poder público na forma de tarifa pelo custo do serviço, ou *rate of return*, que é o custo efetivo do serviço oferecido,

mais uma remuneração adicional pré-estabelecida. Nesse modelo, que é um das formas mais antigas de regulação de preços em monopólios, segundo apontado por BRITO (2017, p.83) “o ente regulador define a taxa interna de retorno que as concessionárias de serviço público podem auferir sobre seus ativos, de forma que a empresa regulada não pode obter uma taxa de retorno senão aquela definida pelo regulador”.

A tarifa era única em todo o Brasil, independente se o custo para levar energia ao centro de São Paulo ou ao interior da Bahia fossem distintos. Sancionada em 20 de maio de 1971, a lei 5.655 determinou que a margem das concessionárias de energia elétrica variasse de dez a doze por cento e, para isto, criou um fundo chamado Conta de Resultados a Compensar (CCR).

O CCR foi instituído para a compensação da remuneração das concessionárias que não obtivessem o retorno previsto apenas com a prestação do serviço. A área de concessão que obtivesse remuneração superior ao estabelecido recolhia esse excedente ao fundo. Este mecanismo garantia a remuneração das concessionárias independente do nível de sua eficiência, permitindo que as empresas não lucrativas fossem custeadas pelas mais eficientes e pelo Estado.

Segundo Adilson de Oliveira (1995), a tarifa pelo custo impulsionou o consumo de energia da época, já que pela estrutura vertical e regional dos monopólios obtinha-se economia de escala, que era repassada aos consumidores, aumentando o consumo e consequentemente a expansão do sistema.

A partir da década de 1980, no entanto, o modelo estatal vigente se deteriora em função de problemas macroeconômicos. A crise do petróleo provocou desequilíbrio fiscal em diversos países desenvolvidos e em desenvolvimento. No caso do Brasil, o aumento dos preços dos combustíveis e a queda na demanda elevaram o preço da tarifa de energia, assim o mecanismo de tarifa pelo custo passou a sofrer críticas (DE OLIVEIRA, 1992; CORREA, 2016).

Neste contexto, reformas no sistema capitalista mundial, bem como a transição do modelo keynesiano para o pensamento neoliberal, impulsionaram a reestruturação, não apenas dos setores de energia, mas também na definição do papel do Estado na economia, em diversos países do mundo. Este movimento, que se iniciou na década de 80, teve ampla adesão de países da Europa e das Américas na década 90, com o objetivo de inserir a

competitividade na cadeia, principalmente na geração de energia elétrica e assim reduzir o custo final ao consumidor. (PRABAVATHI e GNANADASS, 2014).

No âmbito legal, a transição para o modelo mercantil no Brasil é feita em 1988, com a nova Constituição Federal, que propiciou a criação de um novo sistema de concessões para exploração dos serviços de energia elétrica (D'ARAÚJO, 2009).

A promulgação da lei 8.631 de 1993, conduziu a desverticalização do setor de energia, resultando em três alterações importantes: a eliminação do regime de equalização tarifária, separando as tarifas de geração e distribuição; a obrigatoriedade de contratos entre geradoras e distribuidoras de energia; e a promoção de encontro de contas entre os devedores e credores do setor.

O modelo de regulação da tarifa pelo custo, até então vigente, foi substituído pelo preço teto, ou *price-cap*¹, tendo como base a fixação de um preço teto anual, onde as revisões e reajustes tarifários passaram a considerar as características de cada área de concessão (DE OLIVEIRA, 1992; PESSANHA 2006) .

Ainda em 1993, dois decretos foram significativos para darem continuidade a esse processo de separação dos serviços. O decreto 915/93, que permitiu a formação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionárias e autoprodutores, criando condições para o surgimento do Produtor Independente de Energia (PIE).

O outro decreto, 1.009/93, criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), desvinculando o serviço de transmissão da geração. Posteriormente, foram definidos critérios para formação de consórcios entre concessionárias e autoprodutores, assegurando assim o livre acesso a malha de transmissão (LANDI, 2006).

2.2.1 O início da abertura comercial: o RE-SEB

As modificações e novas regras, até então implementadas, foram essenciais para o início da transição do modelo. Desta forma, em 1995 durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (FHC), o processo se acelera e são instituídas alterações

¹ O modelo de regulação econômica por incentivos *price-cap*, foi desenvolvido pelo economista inglês Stephen Littlechild nos anos 80. O modelo considera a fixação de um preço teto para a atividade regulada em que um fator X, denominado de ganhos de eficiência, são repassados para o mercado regulado, convergindo assim a um equilíbrio de mercado concorrencial. Foi aplicado nos serviços de *utilities* britânico, e posteriormente foi implantado em outros países, inclusive o Brasil.

importantes na legislação, para a organização da indústria de energia elétrica pela lógica liberal.

O marco fundamental da reforma foi a promulgação das leis 8.987/1995 e 9.074/1995, que permitiram a privatização de serviços públicos. A redução da participação estatal em grande parte das empresas do setor aconteceu nos anos seguintes, paralelamente as alterações institucionais e legais (ROSA, 2013).

A lei 8.987/1995 de 13 de fevereiro de 1995 definiu o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos pela iniciativa privada nos três níveis da federação, conforme previsto na art. 175 da Constituição Federal. Dentre as regras gerais, a lei estabeleceu: a obrigatoriedade de prévia licitação para outorga de concessão de serviço público; os critérios para julgamento das licitações e escolha do vencedor através do menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado, fixado em contrato, e o maior valor ofertado pela outorga de concessão ao poder concedente; a prestação de serviço de forma adequada ao pleno atendimento aos usuários; a fiscalização dos serviços pelo poder concedente responsável, com cooperação dos próprios usuários.

Em seguida, a lei 9.074/95 promulgada em 7 de julho de 1995, específica para o setor elétrico, estabeleceu o regime concorrencial na licitação de concessões para projetos de geração e transmissão de energia elétrica. A lei também introduziu a figura jurídica do Produtor Independente de Energia Elétrica – aquele que gera energia por sua conta e risco para venda no mercado, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, e o chamado Consumidor Livre.

Os consumidores livres foram classificados como aqueles com carga igual ou superior a 10MW e atendidos em tensão igual ou superior a 69kV. Isto propiciou liberdade de contratação de energia, inicialmente de produtores independentes e, cinco anos após a promulgação da lei, de qualquer concessionária. Para novos consumidores, a carga deveria ser igual ou superior a 3MW.

Posteriormente, em dezembro de 1996 foi promulgada a lei n. 9.427/1996, que buscou adequar o modelo institucional ao movimento de reestruturação em curso, criando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão fiscalizador e regulador a nível federal do setor elétrico e detentor do poder concedente, vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME), e que tinha como atribuição a regulação e fiscalização. A lei, também ampliou o universo dos chamados consumidores livres, permitindo que consumidores com carga maior ou igual a 500

kW comprassem energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas de biomassa, eólica ou solar, mediante contratos de compra e venda diretamente com a usina, como parte do programa de incentivo à fontes alternativas de energia, estes foram denominados como consumidores especiais (TONIM, 2009).

Ainda em 1996, o MME e a Eletrobrás contrataram a consultoria inglesa *Coopers and Lydrand* com o objetivo de sugerir um novo desenho institucional para o setor elétrico brasileiro, o trabalho ficou conhecido como “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro” (RE-SEB). Em 1997, o estudo concluiu a necessidade de criação de um modelo institucional e regulatório, assim como um novo modelo mercantil de financiamento próprio para o setor.

O modelo foi baseado nas diretrizes da reestruturação implementada na Inglaterra, mesmo com a singularidade do sistema elétrico brasileiro, majoritariamente com energia elétrica provinda de fontes hídricas (LANDI, 2006). A lei 9.648, de 1998, criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e também reestruturou a Eletrobrás.

O MAE tinha como função o intermédio e registro de contratos financeiros de curto prazo (mercado *spot*) e longo prazo (contratos bilaterais), efetivando assim a viabilidade de escolha para os consumidores livres. No mercado *spot*, cabia ao MAE contabilizar e conciliar o volume consumido e o volume contratado, de modo que, havendo faltas ou sobras, a diferença deveria ser liquidada ao Preço do MAE, que era baseado no Custo Marginal de Operação (CMO) (D’ARAUJO, 2009).

A expansão da oferta de energia era sujeita a assinatura de contratos de compra e venda entre distribuidoras e consumidores livres, com as empresas geradoras. Partindo do pressuposto de que, sendo a geração uma atividade potencialmente competitiva, os mecanismos de mercado seriam capazes de indicar e viabilizar a necessidade de novos investimentos. No entanto, entre 1995 e 1999 a expansão da oferta de energia elétrica não chegava a 80% do necessário para suprir o crescimento de demanda projetada (SOUZA, 2010).

Em 2001, o nível dos reservatórios hídricos das grandes usinas estava consideravelmente baixo e a falta de energia tornou-se a grande preocupação do governo. As consequências da reforma promovida impactaram diretamente o consumidor final, por conta do aumento verificado nos preços da energia e a constante ameaça de escassez do

abastecimento, que provocaram um racionamento de 25% do consumo de eletricidade entre os anos 2001 e 2002.

Neste contexto, apesar da complexidade e inovações estabelecidas quando do RE-SEB, o setor elétrico brasileiro apresentou falhas de gestão, sobretudo no que diz respeito a segurança energética do país, de modo que a necessidade de uma nova reforma fosse iminente àquela altura.

2.2.2 A reforma da reforma : o marco regulatório atual

Diversos países que modificaram a estrutura do setor elétrico passaram por reformas posteriores. Para Hogan, à medida que a experiência se desenvolve, as reformas das reformas revelam quão críticos são os detalhes do *design* do mercado de eletricidade e como eles restringem o que pode ser feito (HOGAN, 2002).

O caso brasileiro não foi diferente. Em 2003, o então presidente Luís Inácio Lula da Silva (LULA), eleito com a promessa de fazer alterações estruturais, que sanassem a crise e o racionamento de energia elétrica, interrompe as privatizações e a implementação da reestruturação, ainda em andamento, para que fossem feitos novos estudos. Os maiores problemas identificados estavam na incapacidade de atrair investimentos para a expansão da geração e a elevação tarifária (SAUER et al., 2003).

A proposta para um novo modelo institucional do setor elétrico manteve as bases do modelo implantado anteriormente, com intenção de promover a garantia da estabilidade e crescimento do setor; promover a modicidade tarifária; estabelecer a concorrência de mercado; viabilizar a expansão das fontes renováveis; e a universalização dos serviços de energia.

O Novo Modelo, implementado pela Lei n. 10.848 de março 2004 e complementado pelo Decreto 5.163 de julho do mesmo ano, alterou o marco institucional e regulatório do setor. Dentre as principais alterações realizadas, LANDI (2006), destaca:

- a criação de dois ambientes de contratação de energia, um livre e um regulado;
- a instituição de um pool de contratação de energia;
- a competição na geração com a licitação pela menor tarifa;

- a retomada do papel do Executivo como poder concedente, anteriormente desempenhado pela ANEEL e transferido ao MME;
- a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- a desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade.

Uma nova estrutura institucional de governança é adotada com o intuito de organizar as instituições e dar conceito de serviço público aos setores de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica. Assim, novos agentes são criados para que seja retomado o planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado.

A lei 10.847/2004, criou a EPE, para a execução dos estudos de planejamento energético. A EPE assumiu a responsabilidade de todo o planejamento da expansão - previsão de demanda, estudos de viabilidade, definição dos novos empreendimentos e licenças de projetos e a responsabilidade quanto a elaboração dos planos para expansão do setor.

Com objetivo de garantir expansão da oferta, foi criada a obrigatoriedade de contratação total da demanda de energia, firmada em contratos entre os agentes e respaldadas em capacidade firme de geração. Um dos mecanismos para garantir a geração foi a criação da contratação compulsória pelos consumidores de garantias físicas (certificados de energia) equivalente a 100% do consumo medido. Em linhas gerais, cada gerador recebe do MME um certificado de garantia física, em que a soma total dos geradores é o que o sistema total consegue suprir mantendo um déficit controlado. As distribuidoras também têm a necessidade de contratação da chamada garantia física para o consumo e, a medida que o consumo aumenta existe a necessidade de contratar mais garantia física, o que é atendido por novos empreendimentos através dos leilões de energia (REGO, 2009; SILVA, B. 2011).

A operação passa a ser coordenada e centralizada proporcionando ganhos de eficiência significativos. Desta forma, o ONS fica responsável pela operação e despacho de todas as usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN), a partir de critérios de eficiência técnica e dos custos de produção declarados por cada usina geradora de energia elétrica.

No que tange a comercialização, foram constituídos dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Livre – ACL, e o Ambiente de Contratação Regulado – ACR, que serão abordados mais detalhadamente no capítulo 4.

No ACL a compra de energia acontece em forma de livre negociação entre consumidores e geradores, ou através de comercializadoras, agente criado para ser um intermediário entre vendedor e comprador. Já no ACR a compra é feita pelas distribuidoras por meio de leilões, regulados pela ANEEL. A Figura 1 apresenta a dinâmica e precificação dos dois ambientes.

O leilão é realizado com um único comprador (*pool* de distribuidoras) e os vencedores, no caso os geradores, são ordenados pela menor tarifa, constituindo a chamada modicidade tarifária. Vale destacar que aos geradores, cabe a escolha da venda exclusiva ao Ambiente de Contratação Livre ou da venda sua produção nos dois ambientes de contratação.

Figura 1 - Convivência entre Mercado Competitivo e Mercado Regulado

Fonte: Landi, 2006.

O registro e administração dos contratos em ambos os ambientes é feito pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sucessora do MAE, e que deve seguir os regulamentos estabelecidos pela ANEEL. Nos dois ambientes de contratação, os compradores devem ter sua carga lastreada de compra e venda de energia, na figura destes contratos.

Compete a CCEE, a responsabilidade da medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente e a liquidação financeira das diferenças contratuais no Mercado de Curto Prazo, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), no modelo anterior intitulado de PMAE. O PLD ou preço *spot* manteve o CMO como base para

seu cálculo. Este custo é o equivalente ao valor de produção de uma unidade de energia adicional (1MW) a última unidade consumida pelo mercado, dependendo da hidrologia atual e futura, sem considerar a adição de novos empreendimentos.

A Tabela 2 mostra as principais mudanças ocorridas no SEB, divididas em três períodos: (i) prévio à reestruturação do setor, intitulado como “Modelo Antigo”; (ii) durante a primeira reforma, no governo do presidente FHC como “Modelo de Livre Mercado”; e (iii) o atual marco regulatório, instituído no governo LULA, o “Novo Modelo”.

Tabela 2- Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSO) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE, 2019.

A partir dos períodos compreendidos no Modelo de Livre Mercado (1995-2003) e do Novo Modelo (a partir de 2004) se consolidou a atual estrutura institucional do SEB, que resultou na ampla interação entre os agentes setoriais. Na próxima sessão, serão detalhadas as instituições, desde a criação até os papéis e responsabilidades competentes a cada uma delas.

2.3 Os agentes institucionais

A estrutura institucional do Setor Elétrico Brasileiro – SEB - está organizada de forma hierárquica, sendo o Estado o responsável pela formulação de políticas e planejamento do setor energético. Os agentes institucionais do setor são apresentadas no esquema da figura 2.

Figura 2 - Estrutura Institucional do Setor Elétrico

Fonte: CCEE, 2019.

O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE – é um órgão que assessoria à Presidência da República e tem como função formular políticas públicas e dá diretrizes que assegurem o fornecimento da energia a todas as áreas do país. Instituído pela lei n. 9.478/97, é um órgão interministerial, presidido pelo ministro de Estado de Minas e Energia e que conta também com integrantes de outros ministros de Estado : Casa Civil, Relações Exteriores,

Economia, Infraestrutura, Agricultura/Pecuária e Abastecimento, Ciência/Tecnologia/Inovações e Comunicações, Meio Ambiente, Desenvolvimento Regional, Segurança Institucional da Presidência da República, além do Presidente da EPE e outros membros designados.

O Ministério de Minas e Energia – MME - é um órgão do governo federal criado em 1960 pela lei nº 3.782 que é responsável pela implementação e formulação de políticas de energia, com base nas diretrizes definidas pelo CNPE, no sentido de: (i) executar o planejamento da indústria nacional de energia; (ii) monitorar os índices de suprimento de energia, e (iii) definir medidas preventivas no caso de desequilíbrios entre a oferta e demanda. Tem como empresas vinculadas a Eletrobrás e a Petrobras, que são de economia mista. As autarquias vinculadas ao MME são a ANEEL, ANP (Agência Nacional do Petróleo) e o DPNM (Departamento Nacional de Produção Mineral).

Como parte das suas atribuições de nortear as políticas energéticas do país, o MME usualmente publica portarias estabelecendo indicações e diretrizes para que outras instituições detalhem os dispositivos regulatórios. Eventualmente, o MME conduz processos de definição de metodologias, critérios ou mesmo estudos, quando estes possuem caráter estratégico. A exemplo, o recente processo de modernização do SEB, com a constituição do Grupo Técnico Modernização, em abril de 2019 com o intuito de aprimorar propostas que viabilizem a Modernização do Setor. Foram criados 14 grupos temáticos (Formação de preço; Critérios de suprimento; Lastro e Energia – Mecanismos de contratação de capacidade; Abertura de mercado; Inserção de novas tecnologias; Sustentabilidade na distribuição; Processo de contratação; Racionalização de encargos e subsídios; Mecanismo de realocação de energia; Sustentabilidade na transmissão; Sistemática de leilões; Alocação de custos e riscos; Desburocratização e melhorias de processos; Governança. Sob a coordenação geral do MME e participação de alguns agentes institucionais (CCEE, ANEEL, ONS e EPE), e de acordo com o própria MME (2019), o Grupo Técnico Modernização realizou mais de 140 reuniões além de 7 workshops, com ampla participação de empresas e associações. Promoveu 5 consultas públicas, porém sem publicação dos resultados.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE - é um comitê governamental que assessora diretamente o MME, coordenando e supervisionando a continuidade e confiabilidade do suprimento de energia, acompanhando o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, além de gás natural, petróleo e seus derivados. Foi criado pela

Lei 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto 5.175/04. É presidido pelo Ministro de Minas e Energia, porém, sem uma função executiva, e é composto por quatro representantes do MME e um da ANEEL, ANP, CCEE, EPE, ONS.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE – foi instituída na implementação do Novo Modelo através da lei nº 10.847/2004 e criada e regulamentada pelo Decreto n. 5.184/2004, e presta serviço ao MME sendo responsável pelo planejamento da expansão de sistema de geração e transmissão, além de dar suporte técnico na realização dos leilões, Também é de responsabilidade da EPE a elaboração e execução de estudos sobre o planejamento integrado de recursos energéticos, análise socioeconômicas de viabilidade de usinas e obtenção de licença ambiental para construção de hidrelétricas e linhas de transmissão. A elaboração e publicação do Balanço Energético Nacional (BEN), também é uma função da EPE, bem como a elaboração dos planos setoriais e de expansão do setor, divididos em Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), com um horizonte de 20 anos e o Plano Decenal de Expansão (PDE) com um horizonte de 10 anos. Mensalmente, a EPE elabora resenhas para o acompanhamento do mercado de energia elétrica e anualmente é publicado o Anuário de Estatística de Energia, com a consolidação dos indicadores de energia no Brasil e no mundo.

A Agência Nacional de Energia Elétrica, - ANEEL, é uma autarquia em regime especial (agência reguladora) vinculada ao MME e que tem como função regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de eletricidade no país². Instituída pela lei 9.427/96 e normatizada pelo Decreto nº 2.335/97, a ANEEL deve zelar pela qualidade dos serviços prestados e por universalizar o atendimento de energia elétrica no país. Compete a ela a promoção de leilões de energia. Ainda, a publicação de Resoluções com definição de como o mercado de energia deve funcionar do ponto de vista regulatório, complementando os comandos legais superiores (Leis, Decretos, etc). As resoluções podem ser de homologatórias e normativas, abrangendo desde a definição dos processos de revisão tarifária das distribuidoras, transmissoras até a autorização de agentes de geração, comercialização, aprovação de regras de comercialização, procedimentos do ONS, ou seja, praticamente todos os aspectos da indústria de energia elétrica. A ANEEL disponibiliza um relatório mensal com o acompanhamento da expansão da oferta de geração e é responsável pelo editais de geração,

² A fiscalização do serviço de geração é realizada pela Aneel/SFG (Superintendência de Fiscalização dos Serviços da Geração) enquanto os serviços de transmissão e distribuição estão a cargo da SFE (Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade). Além dessas, a SFF (Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira) realiza a fiscalização da gestão dos agentes com o objetivo de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

audiências e consultas públicas. É possível ter acesso aos processos abertos da agência, assim como a participação de qualquer interessado a reuniões da diretoria.

Em alguns estados, a ANEEL faz convênios de cooperação com agências estaduais credenciadas e descentraliza parte das atividades a essas agências estaduais. Entre as atividades estão a fiscalização, o apoio à regulação dos serviços e instalações de energia elétrica e o auxílio na solução de divergências entre os agentes e os consumidores, por meio de Ouvidoria. De acordo com dados de 2019 divulgados pela ANEEL, em 10 estados a agência reguladora conta com agências conveniadas (ANEEL, 2019).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS - é fiscalizado e regulado pela ANEEL. Foi criado pela Lei nº 9.648, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004. O Operador controla e opera as instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, com o objetivo principal de otimizar os recursos energéticos, buscando a eficiência do sistema com atendimento aos requisitos de carga, a otimização de custos e de garantia de confiabilidade do sistema. Também é responsável pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, além de definir as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país. Entretanto, devido às características do SEB, existem outras funções que estão interligadas aos objetivos do Operador. Todas as funções do ONS são descritas nos Procedimentos de Rede, que são aprovados e homologados pela ANEEL.

Dentre as funções de planejamento no âmbito do ONS, estão: planejamento da operação energética de médio prazo (5 anos à frente); o planejamento anual da operação elétrica (3 anos à frente); o planejamento da operação energética de curto prazo (1 mês à frente); a programação diária da operação e a gestão do acesso ao sistema da rede básica.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - foi criada pela Lei nº 10.848/04 e regulamentada pelo decreto Nº 5.177/04, é uma associação civil integrada pelos agentes de geração, distribuição e comercialização, responsável pela contabilização e liquidação financeira das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo, bem como pelo registro e administração dos contratos de compra e venda nos dois ambientes de contratação, além de realizar os leilões sob delegação da ANEEL.

Além dos agentes institucionais, há os agentes de mercado: consumidores livres ou especiais, permissionários ou concessionários de geração, agentes de transmissão, distribuição, e comercialização de energia, que serão apresentados ao longo das próximas

sessões. O arcabouço jurídico do marco regulatório atual prevê uma ampla interação entre todos os agentes setoriais.

3. CARACTERÍSTICAS DO SEB

3.1. O sistema de geração

A geração de energia no Brasil é hidro-térmico-eólica, de múltiplos proprietários, composta principalmente por grandes usinas hidrelétricas com reservatórios, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Essa característica de geração a partir de fonte hidráulica dá ao Brasil uma vantagem comparativa em relação aos outros países, a chamada otimização hidro energética, conforme apontado por D'ARAÚJO (2009).

A capacidade de armazenamento de água - considerado como armazenamento de energia - em reservatórios e a diversidade nos regimes de chuvas entre as diferentes regiões, permitem a troca de energia entre bacias, por meio das linhas de transmissão. O sistema de geração é conectado ao sistema de transmissão, SIN, que é constituído por quatro subsistemas (do ponto de vista técnico) ou submercados (do ponto de vista comercial): Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, os períodos secos e úmidos não são coincidentes e, com isso demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões. Uma região em período seco deve armazenar água e, dessa forma, produz energia em níveis abaixo da média, enquanto uma região úmida produz acima da média. Com a interconexão desses subsistemas pela malha de transmissão, o ONS consegue transferir a energia gerada, otimizando os recursos, se beneficiando e explorando os regimes de chuvas nas diversas bacias hidrográficas em diferentes regiões do país (BASTOS et al. 2018).

Além do SIN, existem os Sistemas Isolados, que representam menos de 1% da energia consumida no país, majoritariamente na região Amazônica³ e são atendidos, em grande parte, de geração advinda de térmicas a óleo diesel (ONS, 2019).

³ Atualmente são aproximadamente 270 localidades atendidas por 9 distribuidoras, sendo que 17% delas (46 localidades) tem previsão de interligação até 2024. A carga realizada em 2018 nesses sistemas representou cerca de 0,7% da carga total do país para uma população de 1,6% da população total. Entretanto, o consumo de combustíveis para atender a esses consumidores em 2020 tem um orçamento previsto de R\$ 7,6 bilhões (Conta de Consumo de Combustíveis, que subsidia a geração nos Sistemas Isolados) (ANEEL, 2019).

De acordo com o BEN, a capacidade instalada de geração de 2018 foi de 162.840 MW, com acréscimo de 5.728 MW, em relação a 2017 (EPE, 2019).

O Banco de Informação de Geração – BIG - da ANEEL, que monitora em tempo real o segmento de geração, registrou um total de 167.640 MW de capacidade instalada em dezembro de 2019, com 8.770 empreendimentos de geração, dos quais 75% é advindo de fontes renováveis (64% hídrica; 9% eólica e 1% solar). Está previsto para os próximos anos um incremento de 23.818 MW provenientes de 216 empreendimentos atualmente em construção e 401 de empreendimentos em construção não iniciada (ANEEL, 2019). A figura 3 mostra as subdivisões do SIN e suas respectivas capacidades de geração.

Figura 3 – Subsistemas do SIN e sua capacidade instalada

Fonte: ONS, 2019.

É possível observar que o subsistema SE/CO é responsável por cerca de 48% da capacidade instalada do país, grande parte advinda de fontes hídricas (74%). É neste subsistema que estão localizadas grande parte das usinas hidrelétricas do país. A região Nordeste se destaca pelo grande aumento no parque de geração eólica, representando cerca de 84% de total de energia advinda dos ventos no Brasil. Cabe ressaltar que o parque gerador

eólico no país expandiu 17,2% em 2018 (EPE, 2019). A usina de Itaipu representa grande parte da capacidade hídrica instalada do país com 14% da geração por essa fonte, considerando a capacidade total da usina.

Em 2018 a produção de eletricidade no país foi de 601,4 TWh, sendo as centrais elétricas de serviço público responsáveis por 83,2% da geração total, enquanto 16,8% foram gerados por autoprodução. Do total gerado por autoprodução, que foi de 101,2 TWh, 57,6 TWh não foram injetados na rede, ou seja, foram produzidos e consumidos pela própria indústria geradora. As importações acrescentaram 35,0 TWh, assegurando uma Oferta Interna de Energia Elétrica de 636,4 TWh para o ano de 2018 (EPE, 2019).

A matriz elétrica é predominantemente renovável, conforme apresentado na figura 4, sendo a geração advinda de fonte hídrica responsável por 66,6% da Oferta Interna de Energia. A produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 48.475 GWh em 2018, equivalente a um aumento de 14,4% em relação ao ano anterior, se atingiu 42.373 GWh, segundo dados do BEN (EPE, 2019).

Fonte: BEN - EPE, 2019

Estes dados reforçam a vocação da matriz energética brasileira em relação a fontes renováveis, em função, principalmente, da geografia favorável em termos de disponibilidade de recursos hidrelétricos e do potencial eólico. Uma das principais consequências, entretanto, é que as usinas hidrelétricas normalmente se localizam distantes dos centros de carga, requerendo a forte conexão elétrica entre as regiões do país e, em alguns casos, sistemas de

transmissão dedicados para o escoamento de sua produção de energia, como é o caso das usinas dos rios Madeira, Xingu e Tapajós.

A participação das usinas termelétricas passou a se intensificar no final dos anos 90, por conta do lançamento do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). Este programa buscou incentivar a primeira mudança na matriz energética brasileira, servindo-se da oportunidade gerada pela mudança tecnológica que inseriu o gás natural como fonte de geração de energia elétrica em vários países (ZAMBON, 2008).

Atualmente é a vez da fonte eólica dividir com as termoeletricas o cenário de expansão, principalmente pela conjunção de vários fatores, tais como:

- busca de novos mercados por parte dos fabricantes de equipamentos, em função da crise financeira na Europa e o consequente esvaziamento desse mercado;
- dificuldades estruturais do Brasil em relação à expansão do mercado de gás natural e a concentração na Petrobrás de projetos de geração à base deste combustível;
- criação de mecanismos de incentivo, por parte do Governo, para a instalação da indústria de energia eólica. Tais mecanismos variaram desde a ocorrência de leilões específicos para a fonte eólica (a exemplo dos leilões para a biomassa).

De acordo com o PDE divulgado pela EPE, projeta-se um crescimento de quase 25 GW para a fonte eólica (tomando como base maio/2019) até 2029, seguido por 23 GW para as usinas a gás natural. A fonte solar também aparece em destaque na expansão da oferta brasileira, com previsão de um incremento de cerca de aproximadamente 9 GW, maior que a expansão hidrelétrica prevista (UHE's com 6,3 GW e PCH's, 2,7 GW). (EPE, 2019).

Os agentes da categoria Geração são classificados pelas seguintes classes:

- Concessionário de Serviço Público de Geração: agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente;
- Produtor Independente de Energia Elétrica: agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco;
- Autoprodutor: agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel.

Com base em dados de 2018 disponibilizados pela ANEEL, o SEB conta com 1.301 agentes de geração, sendo 46 Geradores, 1.188 Produtores Independentes de Energia, e 67 Auto Produtores (ANEEL, 2019). Do total da capacidade, 42,87% está concentrada nos 10 maiores agentes. A Tabela 3 relaciona estes agentes, ordenando-os pela grandeza de volume em potência instalada.

Tabela 3 - Agentes de Maior Capacidade Instalada no País

Agente de Geração	Potência Instalada (MW)
CHESF	10.323
FURNAS	9.444
NORTE ENERGIA S/A	9.401
ELETRONORTE	8.883
ITAIPU	7.000
PETROBRAS	6.419
ENGIE	6.190
COPEL	5.475
RIO PARANÁ ENERGIA S.A	4.995
JIRAU	3.750

Fonte: ANEEL, 2019

Os geradores podem vender sua energia através dos leilões no ACR – que atende aos consumidores cativos, ou ainda no ACL - para atendimento dos consumidores livres, os quais serão descritos no capítulo 5.

3.2. O sistema de transmissão

Apesar de interconectados entre si, o sistema de transmissão é um segmento de negócio independente da geração. O mapa do sistema de transmissão atual é apresentado na figura 5.

Figura 5 - Mapa do Sistema de Transmissão do SIN

Fonte: ONS, 2019.

Segundo dados do ONS (2019), o Brasil conta com 185.484 km em linhas de transmissão com tensão maior ou igual a 230 kV, denominada Rede Básica, também composta por barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação acima de 230 kV. São classificadas como parte do sistema de transmissão, não pertencentes a Rede Básica as DIT's - Demais Instalações de Transmissão (que podem estar em tensão inferior a 230 kV).

Desde o início da reestruturação do setor elétrico, no governo do presidente FHC, as linhas de transmissão têm sido outorgadas mediante leilão promovidos pela ANEEL, sob delegação do MME. O vencedor é aquele que aceita receber a menor receita pela prestação do serviço e são denominados como agentes de transmissão (MONTALVÃO, 2009). De acordo com a ANEEL (2019), o SEB conta com 242 agentes de transmissão em operação.

Além de assinatura de contratado de concessão com o Poder Concedente, os agentes de transmissão assinam contrato com o ONS assumindo responsabilidades pela operação e manutenção das instalações. É também neste contrato que o agente de transmissão autoriza o Operador a representá-los junto aos usuários da rede de transmissão, que são os agentes de distribuição e também grandes consumidores diretamente conectados. O contrato entre o ONS e os usuários da rede é denominado Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

Os agentes de transmissão são remunerados através da Receita Anual Permitida – RAP. A remuneração é definida e homologada pela ANEEL no próprio leilão, com reajustes anuais, além de revisão em períodos de quatro a cinco anos, de acordo com o contrato de concessão. Os agentes são penalizados através de desconto na RAP em eventuais indisponibilidades da rede (ANEEL, 2019).

3.3. O sistema de distribuição

O segmento de distribuição recebe energia em alta tensão do sistema de transmissão e a distribui em tensões menores de forma pulverizada para consumidores, por meio da concessionária local, que são os agentes de distribuição.

O atual sistema de distribuição brasileiro é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos, que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

De acordo com dados divulgados pela ANEEL (2019), com base no ano de 2018, os agentes de distribuição são compostos por 53 Concessionárias e 43 Permissionárias – cooperativas de eletrificação rural.

As distribuidoras são responsáveis pelo fornecimento de energia para a maior parte dos consumidores do Brasil, os cativos. Além de fornecer energia para esses consumidores, os agentes de distribuição devem conceder livre acesso a todos os consumidores de sua zona de atuação, que tem direito a se conectar a rede e utilizam o sistema de distribuição de energia local, mas que negociam a compra de energia de outro fornecedor (FUGIMOTO, 2010).

É importante destacar que, todas as concessionárias têm contrato outorgado com o Poder Concedente para exploração do serviço de distribuição. Estes contratos, garantem o direito das concessionárias a manutenção do equilíbrio econômico financeiro, por meio da

garantia de repasse para as tarifas da variação de quaisquer tributos ou custos que não são gerenciáveis por elas. Com isso, os custos das distribuidoras são divididos entre:

- custos não-gerenciáveis, Parcela A - que são custos pagos pela distribuidora relacionados às atividades de geração (compra de energia), transmissão (TUST) e encargos setoriais;
- custos gerenciáveis, Parcela B – custos diretamente ligados as atividades de distribuição.

Das distribuidoras com maior receita financeira, a Enel São Paulo aparece com uma receita de 14 bilhões que corresponde a 9,7% do total, seguida pela Cemig Distribuição com 12 bilhões (8,5%), Light Serviços de Eletricidade 10 bilhões (6,8%), Copel Distribuição 9 bilhões (6,1%) e Companhia Paulista e Força e Luz – CPFL - com 8.7 bilhões (5,9%).

Dos agentes supracitados, relacionam-se os maiores agentes em relação ao número de unidades consumidoras e ao volume de energia consumido, a tabela 4 mostra os maiores agentes em total da energia consumida no mercado cativo em 2018 em que 57,5% desse total é representado por 10 agentes (ANEEL, 2019).

Tabela 4- Maiores agentes de distribuição por consumo de eletricidade

Agente de Distribuição	Consumo de Energia Elétrica (MWh)
Enel Distribuição São Paulo	32.299.416
Cemig Distribuição	25.320.957
Copel Distribuição	20.470.867
Companhia Paulista de Força e Luz	19.561.630
Light Serviços de Eletricidade	18.542.497
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	16.517.072
Celesc Distribuição	14.214.329
Enel Distribuição Goiás	11.050.838
Elektro Eletricidade e Serviços	10.885.657
Companhia Energética de Pernambuco	10.806.541
Soma	179.669.804

Fonte: ANEEL, 2019

3.4. A Eletrobrás

Ao descrever e analisar os agentes institucionais e de mercado, é importante mencionar as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Grupo Eletrobrás. Fundada em 1962, com o objetivo central de consolidar a atuação do Estado no setor, a empresa tinha como responsabilidade o planejamento e o financiamento para a expansão do SEB.

Na geração, é detentora de um terço da capacidade total instalada e na transmissão tem 40% das instalações de todo o país, por meio de suas subsidiárias: Eletrobrás Amazonas GT, Eletrobrás CGTEE, Eletrobrás Chesf, Eletrobrás Eletronorte, Eletrobrás Eletronuclear, Eletrobrás Eletrosul e Eletrobrás Furnas. Detém também metade do capital de Itaipu Binacional, em nome do governo brasileiro, além de participação minoritária em outros agentes que atuam no setor e controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

Recentemente, em novembro de 2019, o governo do presidente Jair Bolsonaro encaminhou ao Congresso Nacional um projeto de lei⁴ que trata da privatização da empresa. A proposta do governo atual, assemelha-se ao proposto pelo então presidente Michel Temer, em janeiro de 2018. O projeto prevê a emissão de novas ações ordinárias – que são aquelas que dão direito a voto – diluindo assim a participação da União no capital social, ficando de fora da proposta a Eletrobrás Termonuclear S.A. e Eletronuclear, bem como a Itaipu Binacional. Para tais empresas é proposto a reestruturação societária de forma a manter o controle da União (BRASIL, 2019).

A empresa também é responsável pelo suporte a programas do governo com foco em eficiência energética (PROCEL), universalização do acesso à eletricidade (Programa Luz para Todos) e incentivo a fontes alternativas de energia (PROINFA). Sua criação foi dada em 1961 através da lei nº 3.890-A.

Ao longo das reformas que alteraram a composição da estrutura de propriedade do setor, a empresa teve parte de seus ativos de distribuição privatizados, ademais suas funções relacionadas ao planejamento foram transferidas a novos agentes criados.

O processo de desestatização das Distribuidoras da Eletrobrás foi iniciado na primeira reforma do setor na década de 90 e retomado em 2016 através do Decreto 8.893/2016, que qualificou a desestatização das seis Distribuidoras como prioritárias no âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI – do Governo Federal, sendo privatizadas em 2018 a

⁴ Projeto de lei nº 5877/2019.

Companhia Energética do Piauí - CEPISA ; Companhia Energética de Alagoas - CEAL; Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE; Centrais Elétricas de Rondônia - CERON; Boa Vista Energia S.A. - BOA VISTA; e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - AMAZONAS ENERGIA (ELETROBRÁS,2019).

Atualmente, é uma sociedade de economia mista, controlada pelo governo brasileiro, que detém a maioria de suas ações, negociadas nas bolsas de valores de São Paulo, de Nova Iorque e de Madri (ELETROBRÁS, 2019).

3.5. O consumo de energia

Uma abordagem clássica de análise do comportamento do consumo de energia elétrica é dividi-lo em classes de atividades. No Brasil, utilizam-se quatro classes de consumo: a residencial, a industrial, a comercial e outros. A classe “outros” agrega segmentos como iluminação pública, poder público e atividades rurais (BRITO, 2018). O próximo capítulo irá detalhar a divisão dos consumidores de energia elétrica.

Segundo dados do BEN divulgados pela EPE (2019), o consumo de energia em 2018 atingiu um total de 535,4 TWh, com destaque para o setor industrial e residencial, que representaram 37,5% e 25,4% do consumo do país, respectivamente.

A Figura 6, apresenta a participação dos setores no consumo de eletricidade. Nota-se que os setores industrial, residencial e comercial consomem 80% da energia elétrica disponibilizada no país em 2018.

Figura 6 – Participação setorial no consumo de eletricidade

Fonte: BEN - EPE, 2019.

O consumo de energia no Brasil, desde 1994, cresceu anualmente com uma taxa equivalente da ordem de 3,2%. De acordo com dados da EPE (2019), na curva de evolução do consumo por classe, no período 1995 a 2019, observa-se uma forte queda na evolução da carga da classe industrial. De fato, a classe industrial apresentou crescimentos negativos no período 2014 a 2016, com valores de -3,0%, - 5,5% e - 2,3%, respectivamente. Em 2017 e 2018 houve uma leve retomada com 1,3% de crescimento, retornando a um desaquecimento da atividade em 2019, com uma taxa preliminar de -1,3%. Por outro lado, deve-se destacar que as políticas tarifárias e de aumento de renda aplicadas pelo governo afetaram sobremaneira o comportamento da carga da classe residencial nos últimos anos. A classe residencial aumentou sua participação relativa em cerca de 6% desde 2004.

As projeções iniciais da EPE apresentadas no PDE 2029, para a evolução da carga de energia elétrica nos próximos 10 anos, sinalizam um crescimento de 3,7% no período 2019 a 2029.

O próximo capítulo irá detalhar como estão divididos os consumidores de energia no Brasil e qual a composição de todos os custos que os consumidores pagam para ter energia elétrica disponível.

4. A ESTRUTURA DE CUSTOS DA ENERGIA NO BRASIL

4.1. Classificação dos consumidores

O preço que o consumidor paga para ter energia elétrica disponível é composto pelos custos segregados dos diversos segmentos da cadeia de fornecimento, divididos entre os custos com o transporte e utilização da rede - transmissão e distribuição; e os custos com a energia gerada – produto; os encargos setoriais, cobrados dentro das tarifas de energia e de transportes e uso da rede, além de impostos.

O custo total varia de consumidor para consumidor de acordo com as características físicas de fornecimento, relacionadas com os custos de transmissão e distribuição e também quanto a possibilidade de escolha do fornecedor da energia gerada, com diferenciação no preço ou tarifa de energia. Com isso, antes de detalhar cada custo, é necessário classificar os tipos de consumidores de energia no Brasil.

Do ponto de vista comercial, determinados consumidores, os livres e especiais, podem escolher quem será o seu fornecedor de energia e negociar de forma livre com o gerador diretamente, ou por intermédio de comercializadoras em contratos no ACL. Nos últimos anos, o governo federal implementou ações com o intuito de desenvolver o ACL e ampliar o número de consumidores livres.

A lei 13.360/2016, pôs fim a restrição de tensão para consumidores livres e estabeleceu que a partir de janeiro de 2019, os consumidores com carga maior que 3MW, atendidos em qualquer tensão, podem optar pela compra de energia elétrica convencional a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema. Em 2018, o MME reduziu os requisitos mínimos de carga, e a portaria nº 514/2018 definiu que a partir de janeiro de 2019, o mínimo é de 3 MW, em julho de 2019 a demanda mínima é de 2,5 MW e, a partir de janeiro de 2020, 2 MW (BRASIL, 2019).

Em dezembro de 2019, foram estabelecidas novas etapas de abertura do mercado livre de energia. A portaria nº 465/2019 regulamentou a redução gradual do limite de carga para os próximos anos, chegando a 500 kW em janeiro de 2023. O MME também determinou que a ANEEL e a CCEE apresentem estudos sobre medidas regulatórias necessárias para permitir a

abertura do mercado para consumidores com carga inferior a 500 kW, além de uma proposta de cronograma de abertura total do mercado (BRASIL, 2019).

Os consumidores especiais, são aqueles com carga maior ou igual a 500kW e inferior ao mínimo requisitado para ser um consumidor livre. Estes consumidores devem adquirir energia advinda de PCHs ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar), classificadas no mercado como energia incentivada. A aquisição pode ser realizada por uma unidade consumidora ou unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses, de fato ou de direito.

Os consumidores cativos, são atendidos sob condições reguladas e a distribuidora que atende sua área de concessão fornece além dos serviços de transporte e uso da rede, a energia elétrica, adquirida por meio de leilões públicos no ambiente de contratação regulado (BRASIL, 2019). Já os consumidores potencialmente livres são aqueles que atendem os requisitos para fazer parte do ACL, no entanto ainda não fizeram esta opção e continuam sendo supridos pela distribuidora local.

Com relação às características físicas de fornecimento, as unidades consumidoras são enquadradas em Grupos e Classes de consumo, de acordo com o nível de tensão e a finalidade da energia, as quais podem ter modalidades tarifárias distintas, definindo assim, a estrutura tarifária de cada consumidor, para cobrança dos custos de transporte e uso da rede (transmissão e distribuição). Conforme mencionado, determinadas características físicas, impactam na possibilidade de fazer parte do ACL.

Segundo o DNAEE (1985), conforme citado por FUGIMOTO (2010), a estrutura tarifária visa “dar a cada categoria de consumidores a convicção de estar pagando um preço justo pelos serviços que recebe e a sensação de não estar sendo injustiçada pelo preço que as outras categorias estão pagando”. Abaixo são apresentadas os grupos e classes de consumo do SEB.

4.1.1. Grupos e modalidades tarifárias

As unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários em função do nível de tensão em que são atendidos: o Grupo A (alta e média tensão) e o Grupo B (baixa

tensão), que obedecem a lógica de classe de atendimento, conforme Resolução Normativa (REN) ANEEL n. 414/2010:

Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo.

Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes; e
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

Existe ainda, a divisão em classes e subclasses de acordo com a finalidade do uso da energia, são elas:

- **Residencial:** Residencial; Residencial baixa renda; Residencial baixa renda Indígena; Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social; Residencial baixa renda multi-familiar;
- **Industrial;**
- **Comercial:** Comercial; Serviços de transporte, exceto tração elétrica; Serviços de comunicações e telecomunicações; Associação e entidades filantrópicas; Templos religiosos; Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações; Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias; Semáforos, radares

e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito;

- **Rural:** agropecuária rural; instalações elétricas de poços de captação de água; serviço de bombeamento de água destinada à atividade de irrigação; agropecuária urbana: residencial rural; cooperativa de eletrificação rural; agroindustrial; serviço público de irrigação rural; escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária; agricultura;
- **Poder Público:** Iluminação Pública; Serviço Público; tração elétrica; água, esgoto e saneamento; Consumo Próprio.

A partir dos grupos tarifários é definido quais os componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa que serão aplicados a cada consumidor, entre as diferentes modalidades tarifárias.

Para os consumidores do Grupo A, a tarifa é binômia, ou seja, existe a cobrança da tarifa pelo consumo de energia (energia + transporte) ainda a cobrança pela demanda de potência (demanda). Além da diferenciação de potência e energia, existe ainda a divisão de valores por posto tarifário⁵, divididos entre horários de ponta e fora ponta.

Existem dois tipos possíveis de tarifação para os consumidores do Grupo A são elas:

- Tarifa hora-sazonal Verde (THS Verde);
- Tarifa hora-sazonal Azul (THS Azul).

As unidades consumidoras com tensão inferior a 69 kV podem optar entre as duas modalidades horo-sazonais. Já as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV são enquadradas na modalidade THS Azul.

A THS Azul, tem cobrança tanto de consumo quanto de demanda para horários de “Ponta” e “Fora de Ponta”.

Já THS Verde tem uma cobrança única para a demanda, e aplicação de valores diferenciados para o consumo de energia nos horários considerados “Ponta” e outro para os

⁵ O posto tarifário horário de ponta é período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados.

horários considerados “Fora de Ponta”. Isso não significa que o custo de demanda do horário de ponta não seja cobrado pelos consumidores que optam pela THS Verde. Este custo é incorporado a tarifa de consumo de horário de ponta, uma vez que estes consumidores pagam uma tarifa na ponta mais cara do que aqueles que optam pela THS Azul.

A REN nº 479 de 2019 trouxe a exclusão gradativa da modalidade tarifária convencional binômia para o Grupo A, em que existia apenas uma tarifa para o consumo de energia elétrica e uma tarifa para a demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (ANEEL, 2019).

Para os consumidores livres e especiais, a modalidade tarifária será aplicada nas tarifas de uso da rede. O custo da energia será aquele negociado bilateralmente com um fornecedor específico, e não sofre alteração de preços no período de ponta ou fora ponta. Já os consumidores cativos – e potencialmente livres - pertencentes ao grupo A, a modalidade tarifária é aplicada para todas as tarifas, inclusive na tarifa de energia que neste caso tem diferenciação nos postos tarifários de ponta e fora de ponta.

Os consumidores atendidos em baixa tensão (Grupo B), são cobrados através da tarifa monômia, que é uma cobrança única, em que a tarifa de fornecimento é constituída unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (produto + transporte).

Existem dois tipos de tarifação possíveis:

- Tarifa convencional;
- Tarifa branca.

A tarifa convencional é caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização do dia. Já a tarifa branca, regulamentada recentemente pela REN nº 733 de 2016, é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, em horários de “Ponta”, “Intermediário” e “Fora de Ponta”. O posto tarifário intermediário é considerado 1 hora antes e uma hora depois do horário de ponta da distribuidora local. A partir de 1º de janeiro de 2020, a tarifa branca é opção para todos os consumidores do grupo B, exceto a classe de consumo Residencial Baixa Renda e Iluminação Pública (ANEEL, 2019).

4.2. Custos de transporte

4.2.1. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

A remuneração paga pelo uso das instalações da Rede Básica de Transmissão é denominada tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST. A tarifa é paga por todos os consumidores, de forma direta – aos consumidores conectados a Rede Básica, geralmente os que compõem o Grupo A1 – ou de forma indireta – através do repasse deste custo pelas distribuidoras aos consumidores conectados à rede de distribuição. A TUST é dividida em duas cobranças:

- TUST Encargos – consumo;
- TUST Demanda – potência.

A TUST Demanda, é cobrada com base na demanda de potência ativa dos usuários da rede (grandes consumidores e distribuidoras). Definida e homologada pela ANEEL, é reajustada anualmente e revisada em média de quatro a cinco anos, no mesmo período em que ocorre os reajuste e revisões da RAP para as concessionárias de transmissão, seguindo as datas do contrato de concessão (ANEEL, 2019). Para fins de aplicação e cobrança, a REN nº 666 de 2015 da ANEEL estabelece que o valor que cada consumidor ou distribuidor irá pagar pelo uso da rede é calculado pelo ONS, que é chamado de Encargos do Uso do Sistema de Transmissão – EUST, de acordo com o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) declarado e contratado, estabelecidos nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), multiplicados pela TUST (BRASIL, 2019), horário de contratação de Ponta e Fora de Ponta. Os valores são rateados e pagos a todos as concessionárias de transmissão que compõe a Rede Básica.

Já a TUST Encargos, é calculada pelo consumo dos usuários da Rede Básica dentro do ciclo de faturamento (mês). A cobrança é feita pela concessionária de transmissão a qual o usuário da rede está diretamente conectado.

4.2.2. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD

A remuneração paga pelos consumidores pelo uso transporte e uso da rede de distribuição de energia elétrica é denominado tarifa do uso do sistema de distribuição – TUSD. A tarifa é definida e homologada pela ANEEL, e compõem a chamada Parcela B, que são os custos gerenciáveis das distribuidoras. A TUSD é dividida em duas tarifas e aplicadas de acordo com a estrutura tarifária e modalidade de cada consumidor:

- TUSD Encargos – consumo;
- TUSD Demanda – potência.

A TUSD encargos é cobrada sobre o consumo. São pagas pelos consumidores do Grupo A e do Grupo B. Já a TUSD Demanda é cobrada em função do Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) declarado e contratado no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). Ela se aplica apenas aos consumidores do Grupo A. De acordo com a modalidade tarifária, tanto a TUSD Encargos como a TUSD Demanda são divididas em função do horário de utilização/contratação.

Os reajustes de tarifa acontecem anualmente, além de serem redefinidas nas revisões periódicas ou revisão extraordinária. A periódica com periodicidade média de quatro em quatro anos e a extraordinária a qualquer tempo, a pedido da distribuidora, quando algum evento provocar significativo desequilíbrio econômico-financeiro.

A data do reajuste anual é determinada no contrato de concessão e a correção é feita pelo índice (IGP-M ou IPCA) estabelecido no contrato e ajustado pelo Fator X, índice que busca induzir as distribuidoras na busca de eficiência operacional. Segundo FUGIMOTO (2010), o fator X busca compartilhar ganhos de escala da distribuidora utilizando o método de fluxo de caixa descontado, estimando os custos e receitas com base nas expectativas de crescimento de mercado e investimentos futuros.

A revisão tarifária periódica considera os custos razoáveis dado certo nível de eficiência e com base nesses custos é realizada a revisão, que tanto pode ser positiva como negativa. É utilizada a metodologia comparativa entre as próprias distribuidoras ou referências internacionais, além de métodos matemáticos com as características e dados de cada distribuidora. A prática é conhecida como método de regulação por incentivos (ANEEL, 2019).

4.3. Custo da Geração de energia

Os consumidores livres e especiais, negociam o preço de fornecimento da energia no ACL, diretamente com os agentes geradores ou com os agentes comercializadores. Os fornecedores fazem a cobrança mensal, de acordo com as condições comerciais estabelecidas nos contratos de compra e venda de energia.

Para os consumidores cativos, os custos de geração são cobrados na própria fatura de energia da distribuidora, denominada de tarifa de energia – TE, calculada de acordo com o consumo. As distribuidoras adquirem a energia no ACR através de leilões públicos e o custo de aquisição é repassado aos consumidores. Também são cobrados dos consumidores cativos valores adicionais de acordo com a bandeira tarifária vigente, informada previamente pela ANEEL.

4.3.1. Bandeiras tarifárias

Com o objetivo de sinalizar o custo de geração atual do SEB e conscientizar o consumidor por meio de um sinal econômico de curto prazo, o governo implantou a política de bandeiras tarifárias. A política é considerada uma resposta pelo lado da demanda, que induz o consumidor a fazer ajustes no seu perfil de consumo em resposta a algum estímulo, neste caso o acréscimo no preço da eletricidade consumida (SOUZA, 2014).

Em vigor desde janeiro de 2015, mensalmente a ANEEL define a bandeira vigente em virtude dos custos de geração de energia elétrica no país naquele mês, de acordo com o despacho do parque termoeletrico, realizado pelo ONS.

Conforme a cor da Bandeira, determinado valor financeiro é adicionado a TE aos consumidores cativos. As bandeiras se dividem entre Verde, onde a TE permanece sem acréscimos, Amarela e Vermelha (Patamar 1 e 2), onde existe uma cobrança adicional na TE.

Até dezembro de 2014, o custo da geração mais cara no SIN era cobrado do consumidor no ano seguinte ao consumo, nos processos de reajuste tarifário das distribuidoras. Com o Decreto nº 8.401/2015 que criou a Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias, os recursos obtidos com os adicionais pagos pelos consumidores são administrados e repassados entre os agentes de distribuição conectados ao SIN (MORAES, 2018).

Cabe ressaltar que aos consumidores livres não é aplicada a política de bandeiras tarifárias. No entanto, o custo de geração naquele período é sinalizado no mercado de curto prazo, por meio do PLD, que será abordado no capítulo 5.

A Tabela 5 mostra a sistemática e valores atuais acrescidos nas tarifas de energia por meio das bandeiras tarifárias.

Tabela 5 - Sistema de bandeiras tarifárias vigente

Bandeira	Condições	Custo
Bandeira Verde	Condições favoráveis para a Geração de Energia	Não há acréscimo na tarifa
Bandeira Amarela	Condições menos favoráveis para a Geração de Energia	Acréscimo de R\$ 13,43 para cada MWh
Bandeira Vermelha Patamar 1	Condições mais custosas de Geração de Energia	Acréscimo de R\$ 41,69 para cada MWh
Bandeira Vermelha Patamar 2		Acréscimo de R\$ 62,43 para cada MWh

Fonte: ANEEL, 2020.

4.4. Encargos Setoriais

Os consumidores de energia elétrica, além de pagar pelos serviços prestados para ter a eletricidade disponível, também pagam os encargos setoriais, que são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas específicas para o setor elétrico.

Alguns destes encargos incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão dentro dos custos de geração e de transmissão. Seus valores constam em resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são recolhidos em grande parte pelas transmissoras e distribuidoras e por meio da TUST/TUSD.

Cada um dos encargos possui objetivos pré-definidos. A seguir serão descritos os encargos vigentes SEB:

A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)** foi criada pela mesma lei que instituiu a ANEEL (lei nº. 9.427/1996) com a finalidade de custear as atividades de fiscalização e regulação econômica. Seu valor anual é estabelecido pela própria ANEEL e equivale a 0,4% do benefício econômico anual dos agentes – antes da edição da Lei nº 12.783/2013, era de 0,5%.

A **Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico** também foi prevista na mesma lei da criação do operador (lei nº 9.648/1998) e tem como objetivo financiar o funcionamento do ONS. O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

A **Reserva Global de Reversão (RGR)** foi criada por meio do Decreto nº 41.019/1957 com o objetivo de prover recursos para reversão dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. A partir da lei nº 12.783/2013, as concessionárias de distribuição ficam desobrigadas de recolher recursos da RGR. A lei 13.360/2016, transferiu a responsabilidade da gestão da RGR para a CCEE, até abril de 2017 a reserva estava sob a gestão da Eletrobrás.

A **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)** foi criada pela lei 10.438 de 2002 e é destinada a promover o desenvolvimento energético em todo o território nacional. A conta custeia os descontos nas tarifas concedidos aos consumidores das classes rural e residencial baixa renda, além de garantir a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. Com a promulgação da lei nº12.783/2013 e a extinção da Conta Consumo de Combustíveis (CCC) a CDE passou a abranger um conjunto mais extenso de finalidades públicas e sua obtenção de receita foi modificada, deixando de ser limitada pelo volume de receita arrecadado e sendo condicionada pelos objetivos a serem perseguidos. Com isso, a mesma lei estabeleceu que o Tesouro Nacional pode aportar recursos, visando a modicidade das tarifas (CHAPIRO, 2016). Até maio de 2017, a gestão da conta era feita pela Eletrobrás. No entanto, a lei 13.360/2016 transferiu a gestão para a CCEE. A mesma lei, ampliou as despesas da CDE, abrangendo: a compensação dos descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão; o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal concessionária de distribuição supridora; custos administrativos, financeiros e tributário da CCEE devido a administração da conta.

O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL, e o recolhimento dos recursos é feito pelas concessionárias de distribuição, incorporados na TUSD e concessionárias de transmissão, incorporados na TUST. (ANEEL, 2019).

O **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)** foi instituído na mesma lei da CDE (10.438/02) com objetivo diversificar a matriz energética nacional, aumentando a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas,

privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição. A energia desses produtores é contratada pela Eletrobrás, e o custo do programa é pago por todos os consumidores finais. O cálculo das cotas é baseado no Plano Anual do Proinfa (PAP) elaborado pela Eletrobrás e encaminhado para a ANEEL.

A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)**, que segundo a ANEEL (2019) tem como objetivo a compensação pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia e está prevista na Constituição Federal de 1988. A compensação corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)).

O programa de **Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)** foi criado pela Lei nº 9.991/2000, com o objetivo de estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica. As concessionárias de distribuição devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Os agentes de geração - com exceção aos de fontes alternativas - e transmissão, devem investir 1% em P&D.

O **Encargos de Serviços do Sistema (ESS)** foi criado pelo Decreto nº2655/1998 com o objetivo de aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país. O custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago por todos os consumidores, cativos – que recebem na forma de reajuste na tarifas de energia - e livres, que são cobrados mensalmente pela CCEE, com base no consumo (R\$/ MWh). Os valores são pagos aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do ONS para realizar geração fora da ordem de mérito de custo, que considera o custo do despacho por ordem de mérito, por segurança energética, restrições operativas e serviços suplementares.

O **Encargo de Energia de Reserva (EER)** foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pela REN nº 337/2008, tem como objetivo cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva - destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões - incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. O rateio é feito entre os usuários

finais de energia elétrica do SIN. É definido mensalmente pela CCEE, segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL.

4.5. Impostos

O setor elétrico, como qualquer setor da economia, não foge da tributação de impostos, necessários para financiar os gastos dos governos em benefício da sociedade. Incidem na conta de luz o ICMS, o PIS/PASEP e COFINS e a CIP ou COSIP (iluminação pública).

O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, é um imposto de competência estadual e sua alíquota varia de acordo com o estado em que o fornecimento de energia é feito. O principal fato gerador para a cobrança de ICMS é a circulação de mercadoria, desta forma, a energia elétrica é tributada por ser considerada uma mercadoria (CLIMACO, 2010).

A cobrança do imposto sobre o custo da demanda contratada é controversa e tema de discussão no judiciário brasileiro. O entendimento da não incidência do ICMS sobre a TUSD/TUST Demanda é justamente porque o fato gerador do imposto estadual se verifica apenas no momento em que a energia sai do estabelecimento do fornecedor e é efetivamente consumida, de modo que a tarifa cobrada nas fases anteriores a este momento não podem compor o valor da operação de saída da mercadoria, a qual será entregue ao consumidor (OJEDA, 2019).

O Programa de Integração Social - PIS, o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP tem por objetivo o financiamento do seguro-desemprego e o pagamento do abono salarial para os trabalhadores que ganham até dois salários mínimos. A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, é destinada a financiar as despesas de Saúde, Previdência e Assistência Social. Denominados conjuntamente apenas PIS/COFINS, ambos são de competência federal, devido pela pessoa jurídica, e no caso do setor elétrico, pago pelas concessionárias de distribuição, e o custo é repassado aos consumidores finais.

As cobranças da PIS/COFINS foram alteradas⁶ para transformar o sistema de cobrança cumulativo (com alíquotas de 0,65% para o PIS/PASEP e 3,00% para a COFINS) para o

⁶ Lei nº 10.637, de 2002, Lei nº 10.833, de 2003 e Lei nº 10.865, de 2004.

sistema não-cumulativo (com alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente). A diferença entre eles é que, no sistema cumulativo, a alíquota incide sobre a receita bruta, sem direito a redução, ao passo que, no sistema não-cumulativo, a alíquota incide sobre a receita líquida (receita bruta menos custos e despesas), com isso as alíquotas passaram a sofrer alterações mensais em virtude da aplicação do regime da não cumulatividade. A cobrança do PIS/COFINS, assim como o ICMS é feita por dentro, ou seja, os valores desses tributos integram a própria base de cálculos, sobre a qual incidem suas respectivas alíquotas (CLIMACO, 2010). Cabe ressaltar que as negociações de compra e venda ACL, bem como no Mercado de Curto Prazo, os preços são compostos com o PIS/COFINS inclusos.

A Contribuição de Iluminação Pública – CIP ou a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública – COSIP está estabelecida no art. 149-A da Constituição Federal. Ainda segundo a Constituição, a forma de cobrança deve ser estabelecida nas leis municipais e tem por finalidade a iluminação de vias, logradouros e demais bens públicos, a instalação, a manutenção, o melhoramento e a expansão da rede de iluminação pública. É bastante usual que a cobrança da CIP ou da COSIP seja realizada na fatura de energia elétrica das distribuidoras. Os valores pagos por cada consumidor são estabelecidos através de decretos municipais e contribuição é fixa, independente dos montantes consumidos e faturados (ANEEL, 2020).

Todos os custos, descritos nas sessões acima compõem a conta dos consumidores de energia no Brasil. O custo da energia elétrica em si se difere de acordo com o mercado em que é comercializado. O próximo capítulo busca apresentar como acontece a contratação nos dois ambientes, o livre e o regulado.

5. A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização da energia no Brasil acontece a partir de dois ambientes: o livre e o regulado. Conforme exposto no capítulo 2, as reformas do setor elétrico nas últimas décadas levaram a dois mercados paralelos para a comercialização do mesmo insumo. Na primeira reforma do setor, com a criação do consumidor livre de energia, durante o governo FHC, foi instituído o conceito de mercados paralelos, que se manteve na reforma implementada no primeiro governo LULA, onde são definidos os dois ambientes de comercialização e a retomada do Estado no planejamento do setor (CASTRO et al. 2014).

Figura 7 - Consumo de energia ACR x ACL

Fonte: CCEE, 2019.

A principal diferença entre os dois ambientes é a forma de aquisição da energia. No ACR, a aquisição é feita na forma de leilões públicos, já no ACL a negociação acontece de forma livre, diretamente entre os compradores e os geradores ou por meio das comercializadoras. Atualmente, cerca de 70% da energia consumida no Brasil é comercializada por meio do ACR, que detém o maior número de consumidores. Os 30% restantes, são consumidos por meio do ACL, que atende aos grandes consumidores de energia

no país (CCEE, 2019). A figura 7 ilustra a evolução nos volumes de energia consumida em cada um dos ambientes em MWmédios⁷ (MWm), desde 2013.

Este capítulo busca apresentar as características de cada ambiente de comercialização. Nas próximas sessões serão apresentados os dois ambientes de contratação ACR e o ACL, além do mercado de curto prazo, que faz o balanço das operações e é válido nos dois ambientes.

5.1. O Ambiente de Contratação Regulado

O ACR, é onde acontece as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, para atendimento do mercado regulado – ambiente que atende os consumidores cativos. Cada distribuidora deve adquirir, por meio de leilões os montantes de energia suficiente para o atendimento de 100% da sua carga.

A contratação neste ambiente é realizada por meio de leilões de energia, promovidos pela CCEE sob delegação da ANEEL. Os vendedores são geradores - incluindo os produtores independentes - e os compradores são as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição do SIN, organizadas na forma de um único comprador, o chamado *pool* de contratação.

Os leilões de energia acontecem em duas principais modalidades, onde são negociados os maiores volumes de energia no ACR: empreendimentos de geração já existentes, chamados de leilão de energia existente (LEE), e os de novos empreendimentos a serem construídos, chamados de leilão de energia nova (LEN) (DUTRA e MENEZES, 2005). Além dessas duas modalidades, existe também o leilão de energia de reserva⁸, tem por objetivo reduzir o risco hidrológico e aumentar a segurança do SIN e os leilão de fontes alternativas. A figura 8 ilustra os tipos de leilão de energia no ACR.

⁷ MWmédios: unidade resultante da divisão entre a energia consumida em MWh e o tempo (horas) de funcionamento das instalações.

⁸ Regulamentado pelo Decreto nº 6.353/2008

Figura 8 - Tipos de leilão no ACR

Fonte: Instituto Acende Brasil, 2012.

Os leilões de energia nova são responsáveis pela expansão do parque gerador nacional, uma vez que promovem a compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, instalados e operados pelos vencedores do leilão. É por meio do leilão de energia nova que acontece a expansão do parque gerador brasileiro e atendimento da demanda futura (BASTOS et al. 2018). Existem três formatos para os leilões de energia nova, conhecidos como:

- Leilão A-5;
- Leilão A-3;
- Leilão de Projetos estruturantes.

O leilões A-5 e A-3 se diferenciam pelo prazo de entrega da energia, desde a compra, sendo “A” o ano de fornecimento. Os leilões de projetos estruturantes, destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração que tenham prioridade de licitação e implantação. Os volumes de energia que serão contratados nos Leilões de Energia Nova são definidos com base na projeção da demanda das distribuidoras. Anualmente, cada distribuidora submete ao MME a sua necessidade de contratação de energia e potência, definindo os montantes a serem contratados por meio dos leilões. A duração dos contratos varia de 15 a 35 anos (SILVA, C. 2011)

Já os leilões de energia existente promovem uma recontração da energia de empreendimentos de geração que já estão em operação, e tem por objetivo ajustar as condições vigentes dos contratos destes empreendimentos, proporcionando flexibilidade na

contratação de energia. Essas contratações permitem alteração, tanto em preços quanto em quantidade contratada, devido a variações nos custos dos insumos e na demanda por energia. Eles acontecem em duas modalidades:

- Leilão A-1;
- Leilão de ajustes.

Os do tipo A-1 são para entrega de energia um ano após a compra, enquanto que o de ajustes serve para adequar a contratação de energia pelas distribuidoras. Os contratos celebrados para o fornecimento de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e com início de suprimento no ano subsequente ao da licitação podem apresentar de 3 a 15 anos de duração, já o contrato dos leilões de ajustes pode variar de 3 a 24 meses (SILVA, C. 2011). Os leilões de fontes alternativas, podem acontecer tanto para usinas já existentes, quanto para novos empreendimentos (energia velha e energia nova). Esses leilões visam promover a contratação de energia de empreendimentos de fonte eólica, biomassa ou PCHs, ocorrem com uma antecedência de um a cinco anos.

As contratações são estabelecidas em contratos bilaterais, celebrados entre agentes vendedores e distribuidores que participam do leilão, denominados contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, CCEAR. Os contratos são celebrados entre o vencedor e cada distribuidora participante do leilão (SILVA, C. 2011) e devem ser registrados na CCEE. Os contratos podem ser por quantidade, onde os riscos hidrológicos são assumidos pelo vendedor ou por disponibilidade, onde os riscos hidrológicos são assumidos pelo comprador.

Cabe ressaltar que os preços dos contratos no ambiente regulado são reajustados anualmente, com base em um índice pré-estabelecido na assinatura dos contratos, onde geralmente são indexados ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), e no caso das usinas térmicas, além do IPCA os contratos preveem a correção para o custo de combustível, baseado em índices de preços nacionais específicos (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2012).

Desde o início da sistemática de leilões, nos leilões operacionalizados pela CCEE, foram negociados 307.094 MW médios e R\$ 1,94 trilhão, apresentados na Tabela 6. A tabela 7 mostra os resultados de todos os Leilões de Energia Existente, desde a implementação do ACR.

Tabela 6 - Leilões no ACR desde 2004

Tipo de leilão	Qtde Total de Leilões	Cancelados	Sem negociação	Com negociação	Montante negociado* (R\$ MM)	Montante negociado (MWh)	Montante negociado (MW médios)
Energia Nova	30	3		27	1.247.866	5.758.302.339	30.341
Energia Existente	20	1	2	17	260.928	1.617.394.292	260.225
Leilões de Ajuste	18	2	3	13	7.674	23.366.978	5.077
Energia de Reserva	11	1	1	9	168.781	722.932.817	4.271
Fontes Alternativas	3			3	41.846	176.941.421	997
Estruturantes	3			3	208.141	1.522.810.711	6.135
Sistema Isolado	1			1	5.057	6.402.409	49
Total	86	7	6	73	1.940.293	9.828.150.966	307.095

Fonte: CCEE, 2019 – Infoleilão.

* Dados atualizados monetariamente pelo IPCA de setembro/19.

Tabela 7 - Resultado dos LEE

Leilão	Data	Energia Contratada (MWh)	Montante Negociado Atualizado* (R\$ MM)	Preço Médio de Venda (R\$/MWh)
01° LEE	7/12/2004	1.192.737.024	162.956	136,62
02° LEE	2/4/2005	92.919.600	16.410	176,61
03° LEE	11/10/2005	2.683.008	352	131,12
04° LEE	11/10/2005	81.769.248	16.164	197,69
05° LEE	14/12/2006	14.306.112	2.998	209,6
06° LEE	6/12/2007	Sem negociação Cancelado		
07° LEE	28/11/2008			
08° LEE	30/11/2009	3.681.216	633	172,16
09° LEE	12/12/2010	2.577.792	443	172
10° LEE	30/11/2011	5.129.280	633	123,59
11° LEE	24/6/2013	Sem negociação		
12° LEE	17/12/2013	37.316.306	8.526	228,5
13° LEE	17/12/2014	101.692.338	36.385	357,8
14° LEE	5/12/2014	16.361.088	4.156	254,05
15° LEE	11/12/2015	47.018.016	8.092	172,11
16° LEE	23/12/2016	367.920	47	129,47
17° LEE	22/12/2017	5.045.760	953	188,88
18° LEE	22/12/2017	7.421.112	1.378	185,76
19° LEE	7/12/2018	70.176	10	146,92
20° LEE	7/12/2018	6.298.296	1.044	165,79
21° LEE	6/12/2019	508.776	81	158,37
22° LEE	6/12/2019	4.888.080	838	171,52
Total		1.622.791.148	262.099	

Fonte: CCEE, 2019 – Info leilão.

* Dados atualizados monetariamente pelo IPCA de novembro/19.

Como forma de mitigar a sazonalidade do consumo, as distribuidoras podem optar pelo processo de sazonalização, que aloca mensalmente um montante anual de energia elétrica contratada. Este processo é efetivado no âmbito da CCEE, no ano precedente ao consumo, onde a distribuidora informa os montantes de energia mensal que devem ser entregues, com limites pré-estabelecidos e descritos nos contratos com os vendedores (CCEE, 2019).

As distribuidoras, têm garantias de repasse dos custos de aquisição da energia às tarifas, por meio da Tarifa de Energia (TE). Os reajustes aplicados nos CCEAR são também repassados nos períodos de reajuste tarifário da distribuidora. Conforme exposto no capítulo 3, a TE é um dos componentes da Parcela A das distribuidoras, referentes aos custos não-gerenciáveis. A soma da Parcela A com a Parcela B (custos gerenciáveis) compõem a tarifa de fornecimento dos consumidores cativos. Segundo a ANEEL (2019), os custos não gerenciáveis pelas distribuidoras representam mais da metade do valor despendido pelos consumidores brasileiros com energia elétrica⁹, sendo 53,2%, seguido dos impostos (29,5%) e dos custos gerenciáveis da distribuidora (17%).

5.2. O Ambiente de Contratação Livre

O ambiente de contratação livre é onde acontece a compra e venda de energia diretamente entre consumidores livres/ especiais e vendedores, com condições livremente pactuadas entre as partes. Os vendedores que atuam no ACL são os próprios geradores ou ainda as comercializadoras, que atua como um intermediário entre o gerador e o consumidor.

Os contratos devem ser registrados na CCEE, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre – CCEAL (CCEE, 2020). Assim como acontece no ACR, todos os agentes do ACL devem fazer parte da CCEE.

Diferente dos mercados Europeus, onde a energia é negociada em mercado futuro, a energia no Brasil é negociada diretamente com a contraparte, mercado de balcão. Para CASTRO et al. (2014), a comercialização de energia no ACL trata-se de um mercado de contratos, e não de energia, onde os agentes consumidores precisam garantir a totalidade de sua contratação, caso contrário estão sujeitos a penalidades.

⁹ Considerando a tarifa média de fornecimento no Brasil.

De acordo com as regras de comercialização, as operações, sejam elas de compra ou venda de energia elétrica, devem ser lastreadas por algum empreendimento, sendo tal lastro constituído pela garantia física proporcionada por empreendimentos de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante a compra de contratos de energia (CCEE, 2019). Aos agentes que não apresentarem cem por cento de lastro em suas operações, são aplicadas penalidades. A verificação da cobertura contratual para os consumidores livres é feita de forma mensal, por meio de uma janela móvel de 12 meses, conhecida como média móvel, onde é feito o encontro de contas entre o contratado e consumido.

Os contratos são registrados no mês subsequente ao consumo pelo vendedor e devem ser devidamente validados pelo consumidor, que é responsável por contratar a totalidade de seu consumo no final de cada mês, ficando exposto ao mercado de curto prazo no caso de falta de energia para cobrir o seu consumo, ou liquidação das sobras, valoradas também no curto prazo. Os contratos são livres e podem ser de longo, médio ou curto prazo, esse último posterior ao seu consumo, dentro dos limites de prazos estabelecidos pela CCEE. O consumidor livre, tem a opção de contratar a totalidade de sua energia com um único fornecedor, ou ainda ter mais de um fornecedor, que na soma das contratações supra o volume total de energia consumido (CLIMACO, 2010; PRANDINI, 2014).

Para mitigar riscos relacionados com ao volume de energia contratado e o volume de energia consumido, os contratos¹⁰ no ACL contam geralmente com flexibilidade de entrega por percentual. Os percentuais e as condições são estabelecidas previamente nos CCEAL, que podem ser firme ou flexíveis e cobrem um consumo superior ou inferior ao contratado de acordo com a projeção de consumo. Assim como nos contratos no ACR, os contratos no ACL também pode contar com o mecanismo de sazonalização da energia contratada. Conforme exposto por CLÍMACO (2010), como forma de mitigar as oscilações de consumo, principalmente de determinadas indústrias, os consumidores podem optar por alocar os volumes de energia a serem consumidos mensalmente, com base no montante anual contratado, no ano precedente ao consumo.

Os volumes contratados e não consumidos são valorados a PLD e liquidados pela CCEE ao consumidor. Desde 2014, conforme estabelecido na REN 611 de 2014, a legislação permite que o consumidor livre faça cessão de seus volumes contratados e não consumidos.

¹⁰ Conforme Procedimentos de comercialização da CCEE, módulo 3 Contratos de Energia, Submódulo 3.1 – Contratos do Ambiente Livre, em atendimento a REN 832 de 2018.

Conforme Portaria 185/2013, os consumidores podem ceder, a preços livremente negociados, as sobras de energia, por meio de contratos de cessão, também registrados na CCEE.

No ACL, existe a diferenciação do tipo de energia negociada, de acordo com a fonte de geração, sendo:

- Energia convencional: gerada por qualquer fonte de energia, vendida apenas para os consumidores Livres;
- Energia incentivada: gerada por fontes incentivadas, vendida aos consumidores Livres e Especiais.

O consumidor que adquire energia incentivada de geradores específicos tem direito a desconto na TUST/TUSD. Conforme mencionado no capítulo 2, essa política de incentivos¹¹ foi criada na primeira reforma do setor, com o objetivo de expandir a geração e o consumo de determinadas fontes de energia, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 50.000 kW, e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 300.000 kW, de acordo com o Art. 1º da REN n. 77 de 2004¹², que trata dos procedimentos de aplicação do desconto.

Os descontos variam de cinquenta à cem por cento e dependem do tipo de empreendimento e da data de homologação ou registro do empreendimento junto à ANEEL. Segundo o Art. 2º o 50%¹³, deve ser aplicado aos seguintes geradores:

I-empreendimentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada no sistema seja inferior ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW;
 II-empreendimentos hidrelétricos de potência superior a 5.000 (três mil) kW e igual ou inferior ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW;
 Deve incidir o percentual de desconto às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição aplicadas ao consumo da energia destinada à autoprodução, para os empreendimentos de que tratam os incisos I e II e que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016 (BRASIL, 2016, Art. 2)

Já o desconto de 100% é aplicado aos empreendimentos que tiveram esse percentual concedido através de ato autorizativo e que iniciaram operação comercial até 31 de dezembro de 2003 (BRASIL, O Art. 3º, assegura o direito a 100% de redução¹⁴

I-aqueles (empreendimentos) como referido percentual de redução, para a produção,

¹¹ Lei nº 9.427/1996, alterada pelas leis nº 13.203/2015 e nº 13.360/2016.

¹² Redação dada pela REN ANEEL 745 de 22.11.2016.

¹⁴ Redação dada pela REN ANEEL 271 de 03.07.2007.

já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999;

II - os caracterizados como PCH, com potência maior do que 1.000 kW e menor ou igual a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003, conforme Resolução nº 281, de 1999; e III - aqueles a partir de fonte eólica, de biomassa, e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW, e que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, de acordo com a Resolução nº 219, de 2003;

IV - aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto. (Incluído pela REN ANEEL 271 de 03.07.2007.)

V - aqueles com base em fonte de biomassa que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003, de acordo com a Resolução nº 219, de 2003 e que tenham promovido alteração da quantidade de potência injetada para além dos 30.000 kW, porém inferior a 50.000 kW, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW de potência injetada nos sistemas de transmissão e de distribuição; (Incluído pela REN ANEEL 779 de 18.07.2017).

No da modalidade THS Azul, aplica-se desconto nas TUSD Demanda em horários de Ponta e Fora Ponta. Já para a modalidade THS Verde, aplica-se desconto na TUSD Demanda Fora Ponta (única) e desconto na TUSD Encargos Ponta, de modo a equiparar o desconto nas duas modalidades tarifárias existentes para o Grupo A, conforme determinação da ANEEL.

Cabe destacar que, o consumidor livre passa a ter um papel ativo no Ambiente Livre. Isso reque que os profissionais estejam atentos com relação a atualização na legislação e nas regras de comercialização e nos preços de mercado, principalmente em períodos de contratação, além de rotinas mensais de gestão contratual na CCEE. Existem empresas no mercado que fazem a gestão de consumidores livres, a partir da representação junto a CCEE, além de disponibilizarem informativos para o acompanhamento do mercado.

5.2.1. A evolução dos consumidores livres

A possibilidade de se tornar um consumidor Livre no Brasil vem desde 1995¹⁵, no entanto até a criação de do ACL não existiam estímulos para os grandes consumidores contratassem sua energia diretamente com os geradores (RIBEIRO, 2015). Com a reforma da reforma, reportada no capítulo 2 e a instituição de dois modelos de contratação, cria-se um ambiente favorável para os consumidores livres (TOLMASQUIM, 2011).

¹⁵ Lei n. 9.074 de 1995.

Conforme exposto, no capítulo 4, os consumidores livres continuam a pagar os serviços de uso e transporte da rede. Os conectados diretamente a rede básica pagam os custos de transmissão para as concessionárias de transmissão conectadas a rede. Já os conectados a rede de distribuição pagam os custos de distribuição – já embutidos os custos de transmissão – para a distribuidora que atende sua área de concessão. O preço negociado é cobrado diretamente pelo fornecedor em que foi feita a negociação de compra da energia.

A Figura 9, mostra a evolução no número dos consumidores livres, desde a criação do ACL, em 2004.

Fonte: ANEEL, 2019; CCEE, 2019.

Segundo D'ARAUJO (2009), o crescente número de consumidores livres após o ano de 2004 pode ser explicado pelo excedente de oferta pós racionamento e a hidrologia favorável daquele período, que levou o preço do mercado de curto prazo a preços menores do que o custo de produção da energia. Esse fato, atraiu os consumidores aptos a negociarem no mercado livre a exposição de preços de curto prazo atrativos, já que muitos dos consumidores livres não estavam contratados no longo prazo e se aproveitavam das sobras do sistema.

Em 2015 e 2016, é possível observar que houve crescimento no número de consumidores especiais, que além da livre negociação contam com isenção da TUSD. Isso pode ser explicado por dois fatores:

- aumento significativo das tarifas do ambiente regulado em 2015, em decorrência da a revisão tarifária extraordinária das distribuidoras;
- queda nos preços no Mercado Livre no final de 2015 e início de 2016 em razão da hidrologia favorável durante o período.

A continuidade de migração de consumidores cativos ao ambiente livre é motivada pela atratividade em menores preços e previsibilidade de custos que esses consumidores podem ter frente ao mercado regulado.

5.3.Os comercializadores

Com a instituição de dois ambientes distintos para a comercialização na segunda reforma do setor, conforme visto no capítulo 2, surge a figura os comercializadores de energia. Esses agentes, atuam no ACL e intermediam operações de compra e venda de energia entre consumidores livres e geradores, se posicionando na compra com os geradores e revendendo a energia aos consumidores livres.

Figura 10 - Evolução dos agentes de mercado

*A posição acima inclui apenas distribuidoras que comercializam energia; Exclui cooperativas de eletrificação rural (permissionárias).

Fonte: BIG - ANEEL, 2019.

De acordo com dados divulgados pela ANEEL, no final de 2018 o SEB contava com 264 comercializadores (ANEEL, 2019), 20,5% a mais do que se comparado com o número em 2017, que era de 219 agentes. Com base em dados de setembro de 2019 divulgados pela CCEE, o crescimento até o período apurado foi de 16% no número de agentes, com 307 agentes registrados (CCEE, 2019). As transações de compra e venda acontecem, inclusive, entre os próprios agentes de comercialização (FLOREZI, 2009).

A Figura 10 do Banco de Informações Gerenciais da ANEEL, mostra a evolução dos agentes de mercado. O número de comercializadores é o que apresenta o maior aumento no decorrer do anos.

A possibilidade de grandes lucros frente ao baixo investimento para entrar no negócio é o motivo de interesse de novas empresas no segmento. A REN 678 de 2015, estabelece os requisitos e os procedimentos quanto à obtenção e à manutenção de autorização para comercializar energia elétrica. A exigência financeira que a ANEEL faz a estes agentes é de um capital social integralizado mínimo de 1 milhão de reais, e não existe restrição quanto a alavancagem dos agentes, de acordo com o montante do capital social observado.

As garantias financeiras associadas ao capital social para habilitação de novos agentes de comercialização é assunto em pauta em consulta pública aberta pela ANEEL em 2019 para aprimoramento das regras do setor. Isso por que, no início de 2019 algumas comercializadoras foram desabilitadas por negociarem enormes volumes de vendas futuras com aposta em queda de preços e, atuando de forma especulativa - sem a energia contratada com geradoras para a entrega de fato -, não tinham recursos financeiros para cobrir os custos da energia já vendida com a explosão repentina dos preços no mercado de curto prazo (CASTRO; BRANDÃO, 2019).

Nos últimos anos, tem crescido o interesse de instituições financeiras no negócio de comercialização de energia. O BTG Pactual, atua desde 2010 no segmento, após a compra da comercializadora Coomex (EXAME NEGÓCIOS, 2010). O Banco australiano Macquarie controla a comercializadora Nova Energia desde 2014. Já o Banco Santander começou a operar com sua comercializadora em maio de 2019 (VALOR ECONOMICO, 2019), enquanto O Itaú Unibanco e o Banco Indusval anunciaram a entrada no negócio em janeiro de 2020 (VALOR ECONOMICO, 2020). O aumento de consumidores no mercado livre e a ações do governo para incremento desse mercado, além dos altos lucros obtidos por comercializadores no segmento, impulsionam o interesse dessas instituições na comercialização de energia.

5.4. O Mercado de curto prazo

Todas as operações de compra e venda de energia, independente do ambiente de contratação, são celebradas e estabelecidas em contratos, registrados na CCEE. É de responsabilidade da CCEE a medição dos montantes efetivamente produzidos e consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, dos dois mercados são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo, onde é feito o encontro de contas entre os volumes de energia contratado, os montantes de energia gerado, o consumo verificado e atribuído aos respectivos agentes. A liquidação das diferenças é valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O PLD é calculado semanalmente pela CCEE e regulamentado pela ANEEL, determinado em base semanal, considerando três patamares de carga para cada submercado do sistema elétrico brasileiro (CCEE, 2019). O cálculo tem base prévia e são consideradas informações previstas de disponibilidade e carga. A publicação é feita toda sexta-feira, válido para a próxima semana de operação do sistema elétrico (sábado a sexta-feira). Ao final de cada mês é realizada a média ponderada mensal para cada submercado, conhecido como PLD mensal, que é utilizado como base para a liquidação das diferenças entre o contratado *versus* o consumido pelos agentes.

Para o cálculo do PLD, são utilizados os modelos computacionais DECOMP (curto prazo) e NEWAVE (longo prazo) que consideram o Custo Marginal de Operação do Sistema Interligado. Como visto no capítulo 3, pelas características do parque gerador brasileiro e a possibilidade de transferência de energia entre os submercados do SIN, o nível dos reservatórios e a previsão de chuvas, influenciam na formação do preço de curto prazo. A Figura 11 apresenta o histórico de preço no curto prazo dos últimos anos no submercado SE/CO.

Para CASTRO et al. (2014), o PLD acompanha a hidrologia do país e das regiões e seus submercados. Quando os reservatórios estão com alto armazenamento e as previsões climáticas são favoráveis, ou seja, maior incidência de chuvas nas principais bacias hidrográficas para a geração, o PLD tende a ser menor, já que o custo para geração de 1MW adicional ao sistema é baixo – CMO. Ao contrário, quando os reservatórios estão com volumes mais baixos e a previsão de chuvas é desfavorável, o PLD aumenta, visto que o custo adicional para a produção de 1 MW aumenta.

Figura 11 - Histórico do PLD médio para o Submercado SE/CO

Fonte: Elaboração própria com base em dados da CCEE.

No próximo capítulo será discutido a partir de um estudo de caso, as possíveis economias percebidas na migração de um consumidor atendido sob condições reguladas ao mercado livre.

6. ESTUDO DE CASO: A MIGRAÇÃO DA CIDADE UNIVERSITÁRIA DA USP

6.1. Características do consumidor

A Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira, que leva o nome do governador que decretou sua fundação em 1934, é a sede da Universidade de São Paulo (USP) e onde se localiza a maioria das unidades de ensino e pesquisa e extensão da USP, os órgãos centrais e o gabinete do reitor.

Segundo dados do anuário estatístico de 2018, o campus oferece 207 cursos de graduação, 168 de mestrado e 155 de doutorado, atendendo 30.943 alunos de graduação e 17.758 alunos de pós-graduação, além de atender a comunidade com serviços assistenciais nas área em que desenvolve pesquisa.

Com 893.719,45 m² de área construída, a Cidade Universitária conta com uma Prefeitura que cuida da sua administração e conservação das suas áreas externas (USP, 2019). Localizada no bairro do Butantã na cidade de São Paulo, o fornecimento de energia elétrica é feito pela concessionária de distribuição local ENEL, a partir de uma estação transformadora de distribuição, nomeada ETD USP de propriedade da distribuidora, dentro da USP, especificamente na Avenida Professor Mello Moraes s/n ao lado da portaria nº 2 (P2 – USP). Segundo JARDINETTI (2002), a subestação, construída pela universidade em 1945, foi doada à concessionária de distribuição Eletropaulo S.A., hoje ENEL Distribuição São Paulo, no início da década de 80. Na ocasião, a universidade enfrentava problemas financeiros e não era capaz de arcar com os custos de serviços básicos e essenciais de operação e manutenção, tampouco com as melhorias e aquisição de novos transformadores para suportar o acréscimo de demanda necessário na época.

A alimentação da subestação é feita em 88kV, e o fornecimento da energia elétrica pela distribuidora é feito em tensão de 13,8 kV. Desde fevereiro dos anos 2000, todo o campus é abastecido por um sistema interno de distribuição subterrâneo, que conta com 5 circuitos primários denominados USP-102, USP-103, USP-104, USP-105 e USP-106 (JARDINETTI, 2002).

A unidade possui uma usina própria de geração fotovoltaica de 540 kWp, composta por quatro subsistemas, com entrada integral da operação em maio de 2015, não conectada a rede de distribuição. Segundo dados de medição disponíveis no relatório de produção da

usina, apenas 0,74% do consumo total da Cidade Universitária é suprido por geração própria, enquanto mais de 99% é atendido pela distribuidora de energia local (IEE, 2016).

Segundo dados do sistema Conta Luz da USP, a média de consumo mensal de energia elétrica fornecida pela distribuidora é de 6.550 MWh, com base no consumo dos últimos dez anos, sendo cerca de 10% do volume consumido em horário de ponta e 90% consumido em horário fora de ponta, sendo o horário de Ponta da distribuidora ENEL São Paulo das 17h30 às 20h30. A Tabela 8 mostra o consumo anual e a média mensal desde o ano de 2009.

Tabela 8 - Dados do histórico de consumo da Cidade Universitária		
Ano	Total MWh	Média mensal MWh
2009	71.901	5.992
2010	73.780	6.148
2011	74.052	6.171
2012	78.241	6.520
2013	81.030	6.753
2014	85.594	7.133
2015	84.054	7.004
2016	80.652	6.721
2017	79.040	6.587
2018	77.527	6.461
2019	77.818	6.485

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do sistema Conta Luz da USP, 2019.

A maior variação de consumo se dá nos meses quentes, devido ao grande consumo de equipamentos de ar condicionado, e os volumes mais baixos se efetivam nos meses de inverno, e também no período de férias. A Figura 12 traz a variação de consumo mensal dos últimos dez anos.

Figura 12 - Variação de consumo Cidade Universitária mês a mês

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do sistema Conta Luz da USP, 2019.

6.2. Análise de custos atual

Para uso do sistema de distribuição, o consumidor tem CUSD assinado com a distribuidora, onde está enquadrado no grupo A, subgrupo A4, classe de consumo Poder Público, modalidade tarifária horo-sazonal Verde. O MUSD contratado é de 22 MW, com tensão nominal e de atendimento em 13,8 kV.

Por ter optado pela THS Verde, os valores cobrados sobre a demanda de potência são feitos por meio de cobrança única, sendo o MUSD contratado multiplicado pela TUSD Demanda. Sobre o consumo ativo no ciclo de faturamento é cobrada a TUSD Encargos, com diferenciação por posto tarifário, denominado como TUSD Encargos Ponta e TUSD Encargos Fora de Ponta.

A unidade consumidora é considerada um consumidor potencialmente livre. O fornecimento de energia é estabelecido no CCER. A TE, também é cobrada pelo consumo ativo no ciclo de faturamento com diferenciação por posto tarifário denominado, “TE Ponta” e “TE Fora de Ponta”. Sobre a TE, podem ser acrescidos os adicionais de bandeiras tarifárias, de acordo com a definição e acionamento prévio da ANEEL, conforme exposto no 3º capítulo, para que o consumidor seja alertado sobre os custos de geração do período. Além

das tarifas de consumo ativo de energia elétrica, os consumidores do Grupo A THS Verde, pagam o consumo de energia reativa na ponta e fora de ponta (UFER) e demanda reativa (UFDR).

Dos impostos incidentes na operação de compra e venda de energia elétrica, a Universidade de São Paulo, como fundação de Administração direta é isenta da cobrança de ICMS, conforme art. 55 do Anexo I, Decreto 45.490/00¹⁶, e contribuinte dos demais, que são eles PIS/PASEP, COFINS e COSIP (BRASIL, 2019).

Para melhor entendimento da estrutura de custos, foram feitas duas análises, a primeira em base mensal e a segunda em base anual, considerando os dados de consumo dos últimos quatro anos. A tabela 9 apresenta a análise mensal, com perfil de consumo e custos reais usando como referência o mês de setembro de 2019.

Tabela 9 - Resumo da fatura da distribuidora ENEL em setembro de 2019

Parâmetro	Volumes aferidos no Mês	Tarifa	Total
TUSD Demanda*	18.856 kW	12,9600 /kW	R\$ 285.120,00
TUSD Encargos Ponta	661.804 kWh	0,5623 /kWh	R\$ 372.112,37
TUSD Encargos Fora de Ponta	5.725.513 kWh	0,0756 /kWh	R\$ 432.963,29
TE Ponta	661.804 kWh	0,4049 /kWh	R\$ 267.984,17
TE Fora de Ponta	5.725.513 kWh	0,2423 /kWh	R\$ 1.387.463,54
UFER TE Ponta	171 kWh	0,2559 /kWh	R\$ 43,78
UFER TE Fora de Ponta	35.497 kWh	0,2559 /kWh	R\$ 9.083,07
Bandeira Vermelha Ponta	661.804 kWh	0,0400 /kWh	R\$ 26.472,15
Bandeira Vermelha Fora de Ponta	5.725.513 kWh	0,0400 /kWh	R\$ 229.020,52
PIS/PASEP	0,97%	-	R\$ 30.879,68
COFINS	4,47%	-	R\$ 142.301,20
COSIP	-	-	R\$ 29,96
Valor total da fatura			R\$ 3.183.471,99

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do sistema Conta Luz da USP, 2019.

*tarifado pelo MUSD contratado.

O consumo de energia elétrica da Cidade Universitária durante o mês foi de 6.387,32 MWh e o total da conta da distribuidora foi de R\$ 3.183.471,99. A tarifa de fornecimento, com impostos inclusos, para o mês foi de R\$ 498,40/ MWh.

¹⁶ Em São Paulo, as isenções decorrem de Convênios com o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ: ICMS-48/93, ICMS-107/95 e ICMS-26/03 que fundamentam o Decreto nº 45.490, de 30-11-2000, artigo 55 do Anexo I do Regulamento do ICMS com redação, dada pelo inciso VIII, § 4º do art. 1º do Decreto 49.344 de 24-01-2005, que isenta órgãos públicos e fundações da Administração direta, incluída a Universidade de São Paulo – USP.

A potência máxima registrada pelo consumidor no mês foi de 18.856 kW. Como não houve ultrapassagem da demanda de potência, o consumidor foi cobrado pelo montante ou demanda máxima contratada, que é de 22.000 kW.

Do consumo ativo total durante o ciclo de faturamento 10,4% foi consumido em horário de Ponta (661,80 MWh) e 89,6% (5.725,51 MWh) consumido em horário Fora de Ponta. Esses volumes são base para a cobrança da “tarifa fio” - TUSD Encargos. A TUSD Ponta (R\$ 0,56227/kWh) é sete vezes mais cara que a TUSD Fora de Ponta (R\$ 0,07562/kWh). Isso acontece pois, na modalidade tarifária Verde, como a cobrança sobre a demanda é única, sem diferenciação por posto tarifário, a compensação é feita com o custo elevado da tarifa fio no horário de Ponta.

Para a cobrança da TE, também é considerado o consumo ativo durante o ciclo de faturamento, com diferenciação por posto tarifário, sendo a tarifa vigente no período de faturamento de R\$ 0,4049/kWh na Ponta e R\$ 0,2423/kWh Fora de Ponta. A ANEEL acionou a bandeira tarifária Vermelha - Patamar 1 no mês de consumo, com isso o custo da TE foi acrescido em R\$ 0,04 centavos por kWh consumido, o que representou 13% a mais no custo da tarifa de energia elétrica.

Se analisarmos o peso de cada bloco de custos no montante total faturado pela distribuidora durante o mês, é possível verificar que a TE foi o que mais pesou, sendo responsável por 60% do gasto total do consumidor. A TUSD Encargos vem na sequência, com cerca de 25%, seguido pelo custo pago com a TUSD Demanda, representando 9%. Os impostos somaram 5% e o consumo reativo representou menos de 0,3% do total.

A mesma análise detalhada dos custos foi feita utilizando uma amostragem maior, compreendendo um período de quatro anos, entre janeiro de 2016 a dezembro de 2019, com o objetivo de avaliar as variações de consumo e a representatividade relacionada ao impacto financeiro em cada bloco de custos ao longo dos últimos anos. Na tabela 10 são apresentados os dados totais de consumo e custos durante o período analisado.

Tabela 10 - Total de consumo e custos de janeiro de 2016 a dezembro de 2019

Ano	Total consumido em MWh	Valor total	Preço por MWh
2016	80.652	R\$ 31.377.120,36	R\$ 389,04
2017	79.040	R\$ 30.529.596,50	R\$ 386,26
2018	77.527	R\$ 32.832.506,83	R\$ 423,50
2019	77.818	R\$ 35.493.813,86	R\$ 456,11

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do sistema Conta Luz da USP, 2019

A divisão entre os blocos de custos na fatura de energia elétrica durante o período anual, não sofre grandes variações percentuais se comparado com a análise em mensal. Durante o período analisado, o consumidor não sofreu penalidades por ultrapassagem demanda e seus custos com demanda ficaram estáveis, sendo impactado somente pelos reajustes pertinentes.

No ano de 2016, a USP teve um gasto de cerca de 31 milhões de reais com sua conta energia, sendo 62% do valor total (19,5 milhões) destinados ao pagamento da TE e bandeiras tarifárias. O segundo maior gasto da universidade é com custo do transporte, a TUSD fio (ou Encargos) que representou 25% do total gasto no ano (7,8 milhões), seguido pelos valores gastos com demanda de potência, cobrados por meio da TUSD Demanda, que representaram 7% (2 milhões), além de 6% pagos para a contribuição de impostos incidentes na operação. Em 2017, 65% foi destinado a TE e bandeiras (19,7 milhões), 21% com a TUSD fio (6,5 milhões), 8% destinados a TUSD Demanda (2,5 milhões) e 6% com impostos. Para 2018 temos 66% gastos com a TE (21,5 milhões), 21% com a TUSD fio (6,7 milhões), 9% com a TUSD demanda (2,9 milhões) e 5% de impostos. E em 2019 61% de TE (21,8 milhões), 24% TUSD fio (8,6 milhões), 9% de TUSD Demanda (3,2 milhões) e 5% de impostos.

Os custos de geração do país, sinalizados mensalmente por meio das bandeiras tarifárias pressionam o custo da TE e traz aos consumidores imprevisibilidade com relação aos seus custos anuais com energia elétrica. Para a USP, esses acréscimos representaram 4% do total pago na TE em 2016 adicionando ao consumidor 735 mil reais no total do ano. Nos anos de 2017 e 2018 as bandeiras tarifárias impulsionaram a TE em cerca de 8%, levando a um gasto adicional de 1,7 milhões de reais em cada um dos anos¹⁷. Em 2019, o gasto com as bandeiras chegou a 1,1 milhões. Cabe ressaltar que em 2017, o SIN operou em bandeira verde nos meses de janeiro, fevereiro e junho, sem adicionais pelo aumento de custos no sistema de geração. Em 2018, de junho a outubro, o SIN operou em bandeira Vermelha Patamar 2, o que na época adicionou um valor de R\$0,050 em cada kWh consumido.

É possível afirmar que o maior gasto do consumidor se deu a aquisição de energia elétrica (produto). Com isso, as próximas sessões irão avaliar como se comporta os gastos da universidade no caso de uma migração para o ACL. Para tanto serão apresentadas duas

¹⁷ Sendo R\$ 1.740.435,59 gastos com bandeiras tarifárias em 2017 e R\$ 1.684.605,50 em 2018.

análises: a primeira mantendo a atual conexão em tensão 13,8 kV e a segunda com alteração na conexão com fornecimento pela distribuidora em tensão de 88 kV.

6.3. Análise de Migração para o ACL

Com o intuito de avaliar os possíveis ganhos financeiros da migração da Cidade Universitária para o ACL, foi feita uma análise futura contemplando o período de 3 anos. A análise, compreende dois cenários possíveis: o primeiro sem alteração estrutural, onde o fornecimento da energia pela distribuidora é feito em tensão de 13,8kV; o segundo, além da participação do consumidor no ACL, existe também alteração estrutural, com a mudança no nível de tensão de recebimento da energia da distribuidora para 88 kV, o que demandaria a compra da Subestação atual da ENEL ou a instalação de uma Subestação própria.

Para cada cenário, foram avaliados os possíveis ganhos com a compra de energia convencional e também compra de energia incentivada, com 50% de subsídios nas tarifa de uso. Sendo:

- Tensão de fornecimento em 13,8 kV
 - Energia Convencional;
 - Energia incentivada (com subsídio de 50% na TUSD);
- Tensão de fornecimento em 88 kV
 - Energia convencional;
 - Energia incentivada (com subsídio de 50% na TUSD)

A escolha de opção de energia incentivada com 50% de desconto na tarifa de uso está relacionada com a liquidez e oferta desse tipo de energia no mercado.

Ainda, foi avaliada a possibilidade de migração do consumidor para Rede Básica de Transmissão. No entanto a Cidade Universitária não atende aos requisitos mínimos¹⁸ para acesso a rede básica, pois não existe conexão direta com Subestação de Transmissão. A linha de conexão que alimenta a Estação Transformadora de Distribuição (ETD) em 88 kV, ETD Jaguaré, desde a Subestação de Transmissão Milton Fornasaro Continental, da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica - CTEEP, é de propriedade da distribuidora ENEL. A

¹⁸ Conforme módulo 3 dos Procedimentos de Rede do ONS.

conexão direta, dependeria de infraestrutura própria, mediante avaliação técnica e análise de viabilidade do Operador (ONS, 2019).

Nas próximas sessões serão apresentadas as análises e os resultados alcançados nos possíveis cenários descritos.

6.3.1. Premissas utilizadas

As premissas de consumo para os anos de 2020, 2021 e 2022 foram baseadas no consumo dos últimos anos. Também foram consideradas as características de sazonalidade entre os meses de maior e menor consumo e a diferenciação de consumo nos horários de Ponta e Fora de Ponta, considerando 10% e 90% respectivamente. As premissas de consumo utilizadas são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 - Premissas de consumo da Cidade Universitária para os anos de 2020, 2021 e 2022

Mês	Consumo Ponta MWh	Consumo F. Ponta MWh	Consumo Total MWh
Jan	659	5.931	6.590
Fev	724	6.520	7.244
Mar	791	7.119	7.910
Abr	708	6.374	7.083
Mai	635	5.714	6.348
Jun	591	5.320	5.911
Jul	592	5.326	5.917
Ago	642	5.782	6.424
Set	633	5.698	6.331
Out	682	6.140	6.823
Nov	678	6.098	6.775
Dez	664	5.979	6.643
Total	8.000	72.000	80.000

Fonte: Elaboração própria.

Os volumes informados para envio de propostas comerciais no ACL foram convertidos em MW médios, pois conforme mencionado por CLÍMACO (2010) esse é a unidade de medida mais utilizada para negociações no ambiente livre.

As premissas utilizadas para previsão dos custos futuros como consumidor cativo, consideram as mesmas características físicas de fornecimento: Grupo A4, THS Verde, tensão de fornecimento 13,8 kV, 22 MW de demanda única contratada. As tarifas foram baseadas

nas tarifas vigentes¹⁹ da ENEL São Paulo e a partir de julho de 2020 foi aplicado reajuste de 4% a.a (projeção de IPCA). Os adicionais de bandeiras tarifárias foram projetados conforme o realizado durante o ano de 2019, sendo:

- Verde – janeiro, fevereiro, março, abril e junho;
- Amarela – maio, julho, outubro e dezembro;
- Vermelha Patamar1 – agosto, setembro e novembro.

As mesmas premissas descritas foram utilizadas para os custos com transporte e utilização da rede que seriam faturados pela ENEL - 13,8 kV e 88 kV - em caso de migração para o ACL.

Já os custos de compra de energia no ACL foram baseados na proposta com menor preço ofertado de 3 propostas recebidas no dia 9 de dezembro de 2019. Foram utilizadas premissas de reajustes com base no índice IPCA, sendo considerada uma projeção de 0,54% para dezembro de 2019 e 4% a.a para os anos de 2020 e 2021. Também foi considerado o custo mensal de contribuição associativa da CCEE, e a projeção dos encargos EER e ESS, cobrados diretamente pela CCEE.

Nos contratos no ACL para fornecimento de energia, os fornecedores solicitam garantia de pagamento, geralmente no valor correspondente de 2 a 3 meses do faturamento médio, sendo: fiança bancária, CDB caucionado, seguro garantia ou ainda, depósito bancário em espécie. A premissa utilizada foi considera fiança bancária, no valor correspondente a 3 meses de faturamento, e os cálculos consideram encargos financeiros cobrados por instituições financeiras de mercado, no percentual de 1% do valor da garantia.

A proposta de fornecimento considerou um período de 3 anos e por isso apresenta decréscimo no preço. A análise foi feita com base em um perfil conservador, com 100% do consumo previsto contratado e com possibilidade de flexibilidade e sazonalidade para mitigar qualquer eventual oscilação no consumo. A flexibilidade considera um consumo de 10% superior e 10% inferior. Com isso o consumidor tem a flexibilidade de 10% no seu consumo, sem exposição ao PLD. A sazonalidade proposta foi de 10%, em que o consumidor pode alterar o consumo do ano subsequente neste percentual sempre ao final do ano de exercício. As tabelas 12 e 13 apresentam as premissas utilizadas para tensão de fornecimento em 13,8 kV e 88 kV, respectivamente.

¹⁹ Resolução homologatória nº2568/2019

Tabela 12- Premissas Cidade Universitária migração ACL 13,8 kV

Dados de consumo			
Distribuidora	ENEL São Paulo		
Grupo e classe	A4 - 13,8 kV		
Modalidade	THS Verde		
Demanda contratada [kW]	22.000		
Consumo anual [MWh]	80.000		
Cativo			
TUSD Demanda [R\$/ kW]	Ponta	Fora Ponta	
		12,96	
TUSD Encargos [R\$/ MWh]	562,27	75,62	
Tarifa de Energia [R\$/ MWh]	404,93	242,33	
Bandeira tarifária	Com base no realizado em 2019		
Reajuste - data base	IPCA de 4% a.a. - julho		
Livre			
TUSD Demanda [R\$/ kW]	Ponta	Fora Ponta	
		12,96	
TUSD Encargos [R\$/ MWh]	562,27	75,62	
Ano de fornecimento	2020	2021	2022
Energia convencional [R\$/ MWh]*	199,00	190,00	170,50
Energia incentivada[R\$/ MWh]*	247,00	232,00	209,50
CCEE - Contribuição associativa [R\$/ mês]**	500,00		
CCEE (ESS + EER) [R\$/ MWh]**	7,00		
Reajuste - data base***	IPCA de 4% a.a. - dezembro. Correção no início de cada ano de fornecimento.		
Submercado:	SE/CO		
Flexibilidade:	± 10%		
Sazonalização:	± 10%		
Garantia financeira	Apresentação de garantia financeira anual no valor de 3 meses de faturamento		

Fonte: Elaboração própria. *Proposta indicativa de dezembro de 2019. **Projetado.

*** premissa de 0,54% IPCA de dezembro de 2019.

Tabela 13 - Premissas Cidade Universitária migração ACL 88 kV

Dados de consumo			
Distribuidora	ENEL São Paulo		
Grupo e classe	A2 - 88 kV		
Modalidade	THS Azul		
	Ponta	Fora Ponta	
Demanda contratada [kW]	22.000	22.000	
Consumo anual [MWh]	80.000		
Distribuidora			
	Ponta	Fora Ponta	
TUSD Demanda [R\$/ kW]	10,71	7,51	
TUSD Encargos [R\$/ MWh]	61,44	61,44	
Tarifa de Energia [R\$/ MWh]	404,93	242,33	
Bandeira tarifária	Com base no realizado em 2019		
Reajuste -data base	IPCA de 4% a.a. - julho		
Livre			
	Ponta	Fora Ponta	
TUSD Demanda [R\$/ kW]	10,71	7,51	
TUSD Encargos [R\$/ MWh]	61,44	61,44	
Ano de fornecimento	2020	2021	2022
Energia convencional [R\$/ MWh]*	199,00	190,00	170,50
Energia incentivada[R\$/ MWh]*	247,00	232,00	209,50
CCEE - Contribuição associativa [R\$/ mês]**	500,00		
CCEE (ESS + EER) [R\$/ MWh]**	7,00		
Reajuste - data base***	IPCA de 4% a.a. - dezembro. Correção no início de cada ano de fornecimento.		
Submercado:	SE/CO		
Flexibilidade:	± 10%		
Sazonalização:	± 10%		
Garantia financeira	Apresentação de garantia financeira anual no valor de 3 meses de faturamento		

*Proposta indicativa de dezembro de 2019; **Projetado;***premissa de 0,54% IPCA de dezembro de 2019.
 Fonte: Elaboração própria.

As diferenças nas tabelas apresentadas acima, com as premissas de migração da Cidade Universitária em 13,8 kV e 88 kV se diferem com relação as tarifas de uso de demanda da distribuidora, além da tarifa horo-sazonal que, em 13,8 kV foi considerada THS Verde de acordo com o CUSD atual e, em 88 kV o consumidor não tem opção de escolha, sendo enquadrado obrigatoriamente na modalidade THS Azul.

6.3.2. Migração ACL em tensão de fornecimento 13, 8 kV

- **Energia convencional**

Neste cenário, a migração acontece sem nenhuma alteração na tensão de fornecimento pela distribuidora. O consumidor mantém as condições e o CUSD com a ENEL. A contratação da energia convencional acontece com outro fornecedor em contrato registrado na CCEE. A USP passar a receber a fatura da distribuidora de energia, com a cobrança da TUSD Demanda e TUSD Encargos, e demais custos de conexão com a rede e transporte associados, além de uma outra fatura, com cobrança pelo fornecedor contratado para o suprimento da energia elétrica. A tabela 14 e a figura 13 mostram os resultados obtidos.

Tabela 14 - Comparativo Cativo X Livre (Convencional em 13,8 kV)

	Cativo			ACL - energia convencional		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Consumo Ponta [MWh]	8.000					
Consumo Fora Ponta [MWh]	72.000					
Consumo total [MWh]	80.000					
\$ médio de Energia Ponta [R\$/MWh]	413	430	447			
\$ médio Energia F Ponta [R\$/MWh]	247	257	267			
Bandeira Tarifária [R\$/ MWh]	14	15	14			
Total Energia sem bandeiras	21.100.881	21.938.794	22.822.716			
Energia Convencional				200	199	185
Custo total Energia	22.256.844	23.100.430	23.977.759	16.005.923	15.893.318	14.828.298
Montante Demanda	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
\$ médio Demanda [R\$ kW]	13	14	14	13	14	14
Custo total Demanda [R\$]	3.489.869	3.629.464	3.774.642	3.489.869	3.629.464	3.774.642
\$ médio TUSD Ponta [R\$/ MW]	574	596	620	574	596	620
\$ médio TUSD F Ponta [R\$/ MWh]	77	80	83	77	80	83
Custo total TUSD Encargos	10.136.227	10.541.676	10.963.343	10.136.227	10.541.676	10.963.343
Custo total Impostos Distribuição	1.794.514	1.863.960	1.936.169	681.671	708.938	737.281
Total CCEE (ESS e EER) [R\$]				559.998	559.998	559.998
Total CCEE Cont. Associativa [R\$]				6.000	6.240	6.490
Total Garantia financeira				40.015	39.733	37.071
Custo total	37.677.453	39.135.529	40.651.913	30.919.703	31.379.367	30.907.123
Tarifa média	471	489	508	386	392	386

Fonte: Elaboração própria.

Os custos projetados, permanecendo como consumidor cativo, sofrem reajuste anual de acordo com a projeção utilizada nas premissas de inflação. O maior impacto no estrutura

de custos do consumidor refere-se a tarifa de energia. Quando adquirida a energia por meio do ACL, o consumidor reduz o seu custo com a aquisição de energia em cerca de 24% (5,1 milhões) em 2020, 28% (6 milhões) em 2021 e 35% (8 milhões) em 2022, se comparada com a tarifa projetada da distribuidora, totalizando uma economia de aproximadamente 19,1 milhões durante os três anos. A proposta para compra no ACL, com a contratação por um período de 3 anos é decrescente ao longo dos anos, o que traz um decréscimo no custo nos anos seguintes. A análise já compreende, conforme descrito nas premissas, o reajuste de base anual.

Outra economia observada, que tem relevância nos custos são os acréscimos de bandeiras tarifárias, que não são aplicadas aos consumidores livres. Sem esse adicional, o consumidor reduz o custo despendido com a energia elétrica em 3,4 milhões em todo o período analisado.

Os valores gastos com as tarifas de transporte e uso da rede, TUSD Encargos e Demanda permanecem os mesmos, já que não existe alteração na tensão de fornecimento, nem na modalidade tarifária.

Figura 13 - Resultados obtidos: Energia convencional, tensão de 13,8 kV

Fonte: Elaboração própria

Os impostos na fatura de distribuição também teriam um impacto menor, já que são percentuais ao total da fatura. Cabe ressaltar que os custos aquisição para energia no ACL já

consideram PIS/COFINS, ou seja, já estão embutidos no custo da energia convencional adquirida no ambiente livre.

Alguns custos seriam adicionados ao consumidor no ACL, antes inexistente como consumidor regulado, esses foram considerados e representam cerca de 600 mil reais no dispêndio total de energia, sendo eles os encargos financeiros devidos ao banco emissor de fiança bancária, exigência no fechamento dos contratos no ambiente livre, encargos setoriais pagos diretamente a CCEE, além da contribuição obrigatória como membro da CCEE.

A economia total projetada no gasto com energia da Cidade Universitária da USP em um cenário de migração sem alteração estrutural com compra de energia convencional, sendo atendido em tensão de fornecimento de 13,8 kV é de cerca de 24,3 milhões de reais, sendo aproximadamente 6,8 milhões no primeiro ano, 7,8 milhões no segundo e 9,7 milhões no terceiro ano.

- **Energia incentivada**

Neste cenário, a migração acontece sem nenhuma alteração na tensão de fornecimento pela distribuidora. O consumidor manteria as condições e o CUSD com a ENEL.

No entanto, com a contratação da energia incentivada, aconteceria com outro fornecedor em contrato registrado na CCEE. Pela compra de energia incentivada, é aplicado o percentual de 50% na tarifa de demanda fora ponta (única) e 50% de desconto na tarifa de encargos ponta. A tabela 15 e a figura 14 mostram os resultados obtidos.

A energia incentivada, por oferecer o benefício de desconto nas tarifas de uso é mais cara se comparada a energia convencional. No entanto, quando comparamos com a tarifa de energia repassada pela distribuidora, temos uma redução de 5% no ano de 2020, 12% no ano de 2021 e 20% no ano de 2022. A contratação de um período maior, garantindo um período de suprimento mais longo com o fornecedor de energia, resulta em preços decrescentes, motivo que explica o aumento na economia projetada no decorrer dos anos.

As bandeiras tarifárias trazem a mesma redução de custos do cenário anterior, com um total de cerca de 3,4 milhões de reais ao longo do período.

Na compra de energia incentivada, além da economia observada na aquisição da energia elétrica, os custos de transporte também seriam reduzidos, uma vez que de acordo com a legislação vigente concede desconto de 50% na TUSD para, conforme explícito no capítulo 4.

Tabela 15- Comparativo Cativo X Livre (Incentivada em 13,8 kV)

	Cativo			ACL - energia incentivada (50%)		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Consumo Ponta [MWh]	8.000					
Consumo Fora Ponta [MWh]	72.000					
Consumo total [MWh]	80.000					
\$ médio de Energia Ponta [R\$/MWh]	413	430	447			
\$ médio Energia F Ponta [R\$/MWh]	247	257	267			
Bandeira Tarifária [R\$/ MWh]	14	15	14			
Total Energia sem bandeiras	21.100.881	21.938.794	22.822.716			
Energia Incentivada				248	243	228
Custo total Energia	22.256.844	23.100.430	23.977.759	19.866.648	19.406.578	18.221.104
Montante Demanda	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
\$ médio Demanda [R\$ kW]	13	14	14	7	7	7
Custo total Demanda [R\$]	3.489.869	3.629.464	3.774.642	1.744.934	1.814.732	1.887.321
\$ médio TUSD Ponta [R\$/ MW]	574	596	620	287	298	310
\$ médio TUSD F Ponta [R\$/ MWh]	77	80	83	77	80	83
Custo total TUSD Encargos	10.136.227	10.541.676	10.963.343	7.843.393	8.157.129	8.483.414
Custo total Impostos Distribuição	1.794.514	1.863.960	1.936.169	479.783	498.974	518.918
Total CCEE (ESS e EER) [R\$]				559.998	559.998	559.998
Total CCEE Cont. Associativa [R\$]				6.000	6.240	6.490
Total Garantia financeira				49.667	48.516	45.553
Custo total	37.677.453	39.135.529	40.651.913	30.550.423	30.492.168	29.722.798
Tarifa média	471	489	508	382	381	372

Fonte: Elaboração própria.

Os custos com demanda de potência, mantido o MUSD atual de 22.000 kW, seriam reduzidos em 50%, e reduziriam sua representatividade em 6% do total gasto com energia por ano (cerca de 1,7 milhão em 2020; 1,8 milhão em 2021; e 1,9 milhão em 2022). Já os custos do fio, cobrados por meio da TUSD Encargos seriam reduzidos em 29% com a aplicação de desconto de 50% na tarifa de Ponta (cerca de 2,3 milhões em 2020; 2,4 milhões em 2021 e 2,5 milhões em 2022). Os descontos concedidos na TUSD pela compra de energia incentivada traria uma economia de milhões 12,6 milhões durante os 3 anos projetados, o que também reduziria a conta da distribuidora, e com isso um valor menor de contribuição com impostos.

Cabe ressaltar que, assim como no cenário anterior, os custos adicionais competentes aos consumidores livres (encargos financeiros para emissão de fiança bancária, encargos setoriais e contribuição associativa pagos a CCEE) foram considerados.

Figura 14 - Resultados obtidos: Energia incentivada, fornecimento 13,8 kV

Fonte: Elaboração própria

A economia total projetada no gasto com energia da Cidade Universitária da USP em um cenário de migração sem alteração estrutural, sendo atendido em tensão de fornecimento de 13,8 kV com compra de energia incentivada, é de cerca de 26,7 milhões, sendo aproximadamente 7,1 milhões no primeiro ano, 8,7 milhões no segundo ano e 10,9 milhões no terceiro ano.

6.3.3. Migração ACL em tensão de fornecimento 88 kV

Para a alteração na tensão de fornecimento de 13,8 kV para 88 kV, existem duas possibilidades: a primeira seria a compra da subestação atual de posse da ENEL, onde o custo estimado é de 5 milhões de reais²⁰; a segunda seria a instalação de uma nova subestação, com um custo estimado de cerca de 17,7 milhões de reais²¹.

²⁰ Valores informados pela Prefeitura do campus da Cidade Universitária, referência janeiro de 2016.

²¹ Valores informados pela Prefeitura do campus da Cidade Universitária, preço ofertado pela empresa vencedora da licitação para instalação de nova subestação, referência janeiro de 2014.

- **Energia convencional**

Neste cenário, a migração acontece com alteração na tensão de fornecimento pela distribuidora. O consumidor seria enquadrado no Grupo A2 – tensão de fornecimento em 88 kV, haveria necessidade de alteração no CUSD, e obrigatoriedade de alteração para a modalidade THS Azul, com MUSD na Ponta e Fora de Ponta.

A contratação da energia convencional aconteceria com outro fornecedor em contrato registrado na CCEE. A tabela 16 e a figura 15 mostram os resultados obtidos se a migração acontecesse com alteração na tensão de fornecimento para 88 kV e compra de energia convencional.

Tabela 16- Comparativo Cativo X Livre (Convencional em 88 kV)

	Cativo			ACL - convencional		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Consumo Ponta [MWh]	8.000					
Consumo Fora Ponta [MWh]	72.000					
Consumo total [MWh]	80.000					
\$ médio de Energia Ponta [R\$/MWh]	413	430	447			
\$ médio Energia F Ponta [R\$/MWh]	247	257	267			
Bandeira Tarifária [R\$/ MWh]	14	15	14			
Total Energia sem bandeiras	21.100.881	21.938.794	22.822.716			
Energia Convencional				200	199	185
Custo total Energia	22.256.844	23.100.430	23.977.759	16.005.923	15.893.318	14.828.298
Montante Demanda única/ Ponta	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
Montante Demanda F Ponta				22.000	22.000	22.000
\$ médio Demanda única/Ponta [R\$ kW]	13	14	14	11	11	12
\$ médio Demanda F Ponta [R\$ kW]				8	8	8
Custo total Demanda [R\$]	3.489.869	3.629.464	3.774.642	4.906.282	5.102.533	5.306.634
\$ médio TUSD Ponta [R\$/ MW]	574	596	620	63	65	66
\$ médio TUSD F Ponta [R\$/ MWh]	77	80	83	63	65	66
Custo total TUSD Encargos	10.136.227	10.541.676	10.963.343	5.010.820	5.211.253	5.316.265
Custo total Impostos Distribuição	1.794.514	1.863.960	1.936.169	496.222	516.071	531.526
Total CCEE (ESS e EER) [R\$]				559.998	559.998	559.998
Total CCEE Cont. Associativa [R\$]				6.000	6.240	6.490
Total Garantia financeira				40.015	39.733	37.071
Custo total	37.677.453	39.135.529	40.651.913	27.025.259	27.329.146	26.586.283
Tarifa média	471	489	508	338	342	332

Fonte: Elaboração própria

As economias projetadas neste cenário com a tarifa de energia são as mesmas do primeiro cenário discutido (energia convencional em 13,8 kV), com um economia de 24% (5,1 milhões) em 2020, 28% (6 milhões) em 2021 e 35% (8 milhões) em 2022.

O consumidor, por estar enquadrado na THS Azul no grupo A2, é cobrado pela demanda de potência na Ponta e na Fora de Ponta, o que aumenta os custos com a TUSD Demanda em 40% em cada ano, sendo cerca de 1,4 milhão em 2020, 1,5 milhão em 2021 e 1,5 milhão em 2022. Em compensação, a tarifa fio ou TUSD Encargos para os consumidores em THS Azul Grupo A2 são menores se comparadas com aquelas aplicadas nos consumidores enquadrados na THS Verde A4, e os custos com a essa parcela reduz cerca de 50% gerando uma economia de 5,1 milhões em 2020, 5,3 milhões em 2021 e 5,6 milhões em 2022.

Fonte: Elaboração própria

A economia total projetada no gasto com energia da Cidade Universitária da USP em um cenário de migração com alteração estrutural, sendo atendido em tensão de fornecimento de 88 kV com compra de energia convencional, é de cerca de 36,5 milhões, sendo aproximadamente 10,6 milhões no primeiro ano, 11,81 milhões no segundo ano e 14,07 milhões no terceiro ano.

- **Energia Incentivada (50% de subsídio na TUSD)**

Neste cenário, assim como no cenário anterior a migração acontece com alteração na tensão de fornecimento pela distribuidora. O consumidor seria enquadrado no Grupo A2 – tensão de fornecimento em 88 kV, haveria necessidade de alteração no CUSD, e obrigatoriedade de alteração para a modalidade THS Azul, com MUSD na Ponta e Fora de Ponta. Pela compra de energia incentivada, o consumidor terá direito a desconto de 50% nas tarifas de demanda na Ponta e Fora de Ponta.

A tabela 17 e a figura 16 mostram os resultados obtidos.

Tabela 17 - Comparativo Cativo X Livre (Convencional em 88 kV)

	Cativo			ACL - energia incentivada (50%)		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Consumo Ponta [MWh]	8.000					
Consumo Fora Ponta [MWh]	72.000					
Consumo total [MWh]	80.000					
\$ médio de Energia Ponta [R\$/MWh]	413	430	447			
\$ médio Energia F Ponta [R\$/MWh]	247	257	267			
Bandeira Tarifária [R\$/ MWh]	14	15	14			
Total Energia sem bandeiras	21.100.881	21.938.794	22.822.716			
Energia Convencional				248	243	228
Custo total Energia	22.256.844	23.100.430	23.977.759	19.866.648	19.406.578	18.221.104
Montante Demanda única/ Ponta	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
Montante Demanda F Ponta				22.000	22.000	22.000
\$ médio Demanda única/Ponta [R\$ kW]	13	14	14	5	6	6
\$ médio Demanda F Ponta [R\$ kW]				4	4	4
Custo total Demanda [R\$]	3.489.869	3.629.464	3.774.642	2.453.141	2.551.266	2.653.317
\$ médio TUSD Ponta [R\$/ MW]	574	596	620	63	65	68
\$ médio TUSD F Ponta [R\$/ MWh]	77	80	83	63	65	68
Custo total TUSD Encargos	10.136.227	10.541.676	10.963.343	5.010.820	5.211.253	5.419.703
Custo total Impostos Distribuição	1.794.514	1.863.960	1.936.169	373.565	388.507	404.032
Total CCEE (ESS e EER) [R\$]				559.998	559.998	559.998
Total CCEE Cont. Associativa [R\$]				6.000	6.240	6.490
Total Garantia financeira				49.667	48.516	45.553
Custo total	37.677.453	39.135.529	40.651.913	28.319.838	28.172.359	27.310.197
Tarifa média	471	489	508	354	352	341

Fonte: Elaboração própria

A aquisição de energia incentivada, mesmo sendo mais cara que a convencional, apresenta redução com relação a tarifa de energia da distribuidora, conforme observado nos tópicos acima. No entanto, a vantagem se dá pela redução de 50% nas tarifas de demanda na Ponta e Fora de Ponta, o que representa uma economia de 3,2 milhões ao longo dos três anos

projetados. No entanto, a maior redução se dá nos custos da TUSD fio que, para consumidores conectados em tensão de 88 kV é cerca de 50% menor do que para aqueles conectados em 13,8 kV, representando uma economia total de aproximadamente 16 milhões, sendo 5,1 milhões em 2020, 5,3 milhões em 2021 e 5,5 milhões em 2022.

Figura 16- Resultados obtidos: Energia incentivada, fornecimento 88 kV

Fonte: Elaboração própria

A economia total projetada no gasto com energia da Cidade Universitária da USP em um cenário de migração com alteração estrutural, sendo atendido em tensão de fornecimento de 88 kV com compra de energia incentivada, é de cerca de 33,6 milhões, sendo aproximadamente 9,3 milhões no primeiro ano, 11 milhões no segundo ano e 13,3 milhões no terceiro ano.

6.4. Síntese dos resultados

O estudo de caso da Cidade Universitária da USP na capital, aponta que a migração do consumidor para o Mercado Livre traz economias financeiras em todos os cenários analisados, conforme pode ser observado na figura 17 e a tabela 18, que mostram os resultados obtidos em todos os cenários possíveis.

Figura 17 - Resultado análise de migração Cidade Universitária ACL

Fonte: Elaboração própria

As maiores economias concentram-se na migração para o ACL com alteração na tensão de fornecimento pela distribuidora para 88 kV, chegando a uma economia de 31% no custo total do consumidor com a compra de energia convencional, considerando o período de 3 anos.

Nos cenários em que a migração para o ACL acontece sem alteração na tensão de fornecimento, com conexão em 13,8 kV, a redução de custos também é expressiva, e pode chegar a 23% economia com a compra de energia incentivada, considerando 50% de subsídio nas tarifas de uso.

Tabela 18- Resultado final cenários de migração Cidade Universitária

	2020	2021	2022	Economia em 3 anos	%
ACR	R\$ 37.677.453	R\$ 39.135.529	R\$ 40.651.913		
ACL Conv. 13,8 kV	R\$ 30.919.703	R\$ 31.379.367	R\$ 30.907.123	R\$ 24.258.702	21%
ACL Ince. 13,8 kV	R\$ 30.550.423	R\$ 30.492.168	R\$ 29.722.798	R\$ 26.699.506	23%
ACL Conv. 88 kV	R\$ 27.025.259	R\$ 27.329.146	R\$ 26.586.283	R\$ 36.524.206	31%
ACL Ince. 88 kV	R\$ 28.319.838	R\$ 28.172.359	R\$ 27.310.197	R\$ 33.662.500	29%

Fonte: Elaboração própria.

Para a alteração da tensão de fornecimento, o consumidor deve adquirir a subestação atual da ENEL, ou ainda instalar de uma nova subestação. De acordo com a Prefeitura do campus, o projeto para construção de uma nova subestação já foi elaborado e passou por processo licitatório em 2014, no entanto por motivos desconhecidos não seguiu adiante.

A compra da subestação atual, é estimada em um investimento de 5 milhões de reais, o que, de acordo com as análises feitas se pagaria em 6 meses, a partir da nova estrutura de custos proposta com compra de energia no ACL. Já a estimativa para a instalação de uma nova subestação que consiste em uma estrutura mais moderna e digitalizada é de cerca de 17,7 milhões e o retorno do investimento se daria em menos de 2 anos, com as economias decorrentes da compra de energia por meio do ACL e redução nas tarifas de uso, decorrentes do atendimento em tensão maior.

A migração ao ACL e a alteração no nível de tensão não estão relacionadas e inclusive são tratadas em contratos diferentes pela distribuidora. O CUSD, estabelece os parâmetros de conexão, da classe e grupo do fornecedor, além da modalidade tarifária elegida, enquanto o CCER, trata da compra da energia no ambiente regulado. Levando em consideração o tempo para a aprovação dos investimentos que habilitariam o consumidor a se conectar na tensão de 88 kV, a migração no ACL poderia acontecer na conexão atual e assim que apto para alterar sua estrutura física de conexão a migração para a tensão maior.

A migração ao ACL, o consumidor deve informar à distribuidora a intenção de não renovação do CCER com antecedência mínima de 180 dias com relação ao fim da vigência contratual, além da adesão²² como membro da CCEE. A distribuidora, que será o agente de medição do consumidor, é o agente responsável pela adequação no Sistema de Medição de Faturamento, para permitir a coleta diária dos dados de medição do consumidor pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE da CCEE.

Todo o processo de migração deve ser feito pelo consumidor, com auxílio da CCEE e da distribuidora.

²² O Módulo 1.1. dos Procedimento de Comercialização da CCEE descreve os passos para a adesão.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho apresentou, a partir da contextualização histórica, um panorama do desenvolvimento do SEB, desde seu início. Conforme abordado no capítulo 2, apesar do desenvolvimento inicial desta indústria advir de capital privado, a sua consolidação, expansão e desenvolvimento foi sob o controle do Estado, com grandes investimentos feitos, principalmente na ampliação de linhas de transmissão e na expansão do parque gerador, além da organização do setor por meio da criação da Eletrobrás, empresa que ainda hoje, apesar das privatizações e reformulação da suas responsabilidades no planejamento do setor, é peça central da indústria de energia no Brasil. Os períodos de mudança foram precedidos por crises e por decisões políticas que definiram o ciclo seguinte, até chegar na sua forma de organização atual.

Ainda, foram descritos os possíveis modelos de estruturação da indústria de energia elétrica. Apesar de cada país organizar sua indústria a partir de características técnicas, acontecimentos históricos, a sua geografia e as política públicas adotadas, é possível dizer que a liberalização do mercado deva acontecer de forma gradual.

No Brasil, a tendência aponta para uma maior abertura comercial, em direção à criação de um mercado de varejo competitivo. As decisões recentes do governo como a flexibilização das regras para participação no Mercado Livre e o aumento do número de consumidores livres e especiais, possibilitam o aumento de potencial deste mercado, de modo que, futuramente, com a inclusão do consumo residencial no rol de agentes habilitados ao mercado livre, se viabilizará o regime de preços livres no varejo.

No entanto, é necessário avaliar a viabilidade dessas migrações de ambiente de comercialização, pois a estrutura de custos é assimétrica. A composição do custo da energia elétrica dos consumidores se difere a partir de características físicas de conexão e do uso final do insumo. O marco regulatório de 2004 abriu espaço para que determinados consumidores contratem sua energia diretamente com o gerador, com negociação livre ou ainda que permaneçam sob condições reguladas, o que também ocasiona uma estrutura de custos distinta, a partir da forma de contratação elegida, mesmo para consumidores enquadrados na mesma categoria e com características de consumo semelhantes.

A participação no ambiente livre vem se mostrando atrativa para muitos consumidores, haja vista o aumento no número de participantes neste ambiente de contratação

e o incremento no volume de energia negociado. Cabe destacar também, o aumento no número de comercializadores e o interesse recente de diversos agentes do mercado financeiro neste segmento de negócio.

Para os geradores, o custo de produção da energia é o mesmo independente do ambiente em que o produto será comercializado. A partir do estudo de caso de migração da Cidade Universitária da USP, é possível observar que o ambiente livre oferece uma condição de preço de energia menor do que as tarifas praticadas no ambiente regulado, o que sugere que o mercado regulado subsidia os preços mais baixos negociados no mercado livre.

Os resultados apresentados permitem a conclusão de que a migração do consumidor traria benefícios financeiros independente do tipo de energia contratada, seja ela convencional ou incentivada.

Dos possíveis cenários analisados, o que traria maior benefício financeiro é a migração para o ACL e alteração estrutural, com tensão de fornecimento da energia elétrica pela distribuidora para 88 kV, e compra de energia convencional traria uma economia de 31%, 36,5 milhões de reais, considerando um período de três anos. Neste caso, a compra de energia convencional é mais vantajosa, se comparada a energia incentivada que somaria um percentual de 29% de economia (33,6 milhões, em três anos). A alteração na tensão de fornecimento requer do consumidor investimentos em uma nova subestação ou ainda, pela negociação e compra da subestação atual, que é de posse da ENEL.

No entanto, a mudança para o livre no nível de tensão atual (13,8 kV) ainda é competitiva se comprada aos custos do ambiente regulado e apontam para uma economia nos gastos de energia da Universidade. Para este cenário, a melhor opção se dá na compra de energia incentiva, levando em consideração um desconto de 50% nas tarifas de uso, com economia de 26,7 milhões durante o período de três anos (23%), frente a projeção de custos no ambiente regulado, considerando economias obtidas pela compra de energia convencional e desconto na tarifa de uso. Já a compra da energia convencional, traria economia de 21%, ou 24,2 milhões se comparada as projeções de custos como consumidor cativo. O possível gasto do consumidor para a migração ao ACL mantendo o CUSD atual, está atrelado a necessidade de pequenas adequações físicas no Sistema de Medição de Faturamento, após análise da distribuidora. Os custos para adequação são irrisórios se comparado aos investimentos na compra ou na construção de uma nova subestação.

A migração do consumidor e a alteração na tensão de fornecimento não estão relacionadas, e podem ser tratadas separadamente. Posto que, a liberação de recursos para os investimentos necessários pode levar tempo, a sugestão, é que a migração ao ACL seja feita inicialmente, e assim que a USP tenha condições físicas para receber a energia em tensão maior, o CUSD seja alterado.

Além do menor preço obtido em forma de livre negociação, o consumidor livre passa a ter a previsibilidade e controle nos seus custos com energia, uma vez que, o preço pago no ambiente livre não se diferencia nos horários de Ponta e Fora de Ponta, além de não sofrerem os acréscimos das Bandeiras Tarifárias.

Os riscos nessa forma de contratação estão relacionados com a exposição do consumidor ao Mercado de Curto Prazo, onde existe grande volatilidade de preços, uma vez que as bases para cálculo do PLD estão relacionados com o CMO e devido as características do nosso parque gerador, as ocorrências de chuvas impactam na formação de preço. Como forma de mitigar os riscos de exposição nas faltas e sobras da energia, a análise tomou como premissa uma contratação de longo prazo, e os mecanismos de flexibilidade e sazonalidade no consumo contratado.

A sugestão para trabalhos futuros se concentra na extensão da hipótese de migração para o ambiente livre de contratação de energia para outras Instituições Públicas.

A administração pública deve estar atenta a novas possibilidades de negócios e melhores práticas que reflitam na otimização dos recursos financeiros, no aproveitamento dos seus recursos humanos e na eficiência de sua gestão. Desta forma, a relevância dos resultados aferidos sinalizam para a economicidade dos gastos públicos na USP e espera-se que o texto possa auxiliar os dirigentes da Instituição na avaliação da viabilidade na migração.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Atlas de energia elétrica do Brasil, 3. ed., 2008. Disponível em : <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> Acesso em setembro de 2018.

ARAÚJO, Hildete Pereira Melo Hermes de. O setor de energia elétrica e a evolução recente do capitalismo no Brasil. (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1979.

BASTOS, J.P. CUNHA, G. BARROSO, L.A. AQUINO, T. Reliability mechanism design: An economic approach to enhance adequate remuneration and enable efficient expansion. Energy 158 (2018) 1150-1159.

BRASIL.ANEEL. Resolução Normativa nº. 414, de 9 de setembro de 2010. direitos e deveres do consumidor de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em outubro de 2019.

_____. Resolução Normativa nº376 de 25 de agosto de 2009. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009376.pdf>>. Acesso em agosto de 2019.

_____. Resolução Normativa nº 77 de 18 de agosto de 2004. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Resolução Normativa nº 281 de 1 de outubro de 1999. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999281.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____.Resolução Normativa nº 745 de 22 de novembro de 2016. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/audiencia/arquivo/resultado/ren2016745.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____.Resolução Normativa nº 271 de 3 de julho de 2007.. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007271.pdf>>. Acesso em novembro de 2019.

_____.Resolução Normativa nº611 de 8 de abril de 2014. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2014611.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____.Resolução Normativa nº 678 de 1 de setembro de 2015. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015678.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____.Resolução Normativa nº 832 de 13 de novembro de 2018. Disponível em <http://www.in.gov.br/materia/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/51283323/do1-2018-11-22-resolucao-normativa-n-832-de-13-de-novembro-de-2018-51283105>

_____.Resolução Normativa nº 479 de 3 de abril de 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____.Resolução Normativa nº 733 de 6 de setembro de 2016. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Resolução Normativa nº 666 de 23 de junho de 2015. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>>. Acesso em dezembro de 2019.

BRASIL. Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5655.htm>. Acesso em outubro de 2019.

_____. Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em novembro de 2018.

_____. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Lei nº 3.782 de 22 de julho de 1960. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/1950-1969/L3782.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Lei nº 13.360 de 17 de novembro de 2016. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm>. Acesso em agosto de 2019.

_____. Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Lei complementar nº 10.848 de 15 de março de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Lei complementar nº 10.847 de 15 de março de 2004. Disponível em <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acesso em setembro de 2018.

_____. Projeto de Lei nº 5877 de 05 de novembro de 2019. Disponível em <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228666>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Decreto nº 5.081 de 14 de maio de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5081.htm>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Decreto nº 5.175 de 9 de agosto de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5175.htm>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5184.htm>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Decreto nº 2.335 de 6 de outubro de 1997. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>. Acesso em dezembro de 2019.

BRITO, Erico Henrique Garcia de. Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil: aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória. (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Informações ao mercado. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=182427756420604 Acesso em setembro de 2018.

CASTRO, Nivalde et al. A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro. Texto para Discussão do Setor Elétrico n. 62. GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro, 2014.

CASTRO, N., BRANDÃO, R. Quebra das comercializadoras de energia elétrica. GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro, 2019.

CHAPIRO, Mario G. Desajustes regulatórios no financiamento do setor elétrico: uma análise da conta de desenvolvimento energético. Revista de Direito Administrativo, Rio de Janeiro, v. 272, p. 145-173, nov. 2016.

CLÍMACO, Fernando Gomes. Gestão de consumidores livres de energia elétrica. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO ELETROBRÁS. Comitê de Estratégia, Governança e Sustentabilidade. Relatório Anual 2018. Rio de Janeiro, 2019.

CORREA, Ronaldo dos Santos. Regulação econômica na distribuição de energia elétrica no Brasil: emprego das fórmulas COGE no cálculo do valor novo de reposição do banco de preços das distribuidoras. (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

D'ARAUJO, Roberto Pereira. O setor elétrico brasileiro – uma aventura mercantil. Brasília: CONFEEA, 2009.

D'ARAUJO, Roberto Pereira. Setor elétrico: mimetismo, fragmentação e suas sequelas. Revista USP. São Paulo, v. 104, 2015.

DE OLIVEIRA, A. GIROD, J. Energy diagnosis: Toward a policy-oriented approach for energy planning in developing countries. World Development Volume 18, Issue 4, April 1990, Pages 529-538

_____. Electricity System Performance: Options and Opportunities for Developing Countries. Luxemburgo, Coped/CEC, 1992.

_____. Liberalização interrompida. Revista USP. São Paulo, v. 104, 2015.

DUTRA, J., MENEZES, F., 2005. Lessons from the Electricity Auctions in Brazil''. Issue. The Electricity Journal vol. 18 (10), Elsevier Inc.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional (BEN) 2019: Ano base 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/Relatório Síntese BEN 2019 Ano Base 2018.html>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em dezembro de 2019.

_____. Anuário Estatístico de Energia Elétrica. Disponível em <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica-interativo>. Acesso em dezembro de 2019.

EXAME NEGÓCIOS. BTG Pactual compra 100% da Coomex. Disponível em <https://exame.abril.com.br/negocios/btg-pactual-compra-100-coomex-598265/>. Acesso em 17 de dezembro de 2019.

FLOREZI, Guilherme. Consumidores de energia elétrica uma visão prática. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

FUGIMOTO, Sérgio Kinja. Estruturas de tarifas de energia elétrica análise crítica e proposições metodológicas. (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2010.

FUGIMOTO, S. K. ; TAHAN, C. M. V. . The structure of electric energy distribution tariffs in Brazil. In: CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution, 2009, Prague. CIRED 2009, 2009.

GONÇALVES, Dorival Jr. Reformas na indústria elétrica brasileira: a disputa pelas fontes e o controle de excedentes. (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

HOGAN, Willian W. Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms. Journal of Regulatory Economics. 2002.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. Competition and choice in electricity. New York: John Wiley & Sons, 1996.

INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE. Avaliação integrada de geração distribuída, gerenciamento da demanda, monitoramento, qualidade e desempenho da rede, visando otimização de investimentos e regulação tarifária em rede subterrânea. P&D ENEL/ IEE/USP. Relatório n. 3. São Paulo, 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Leilões no setor elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações. White Paper 7ªed. Instituto Acende Brasil, 2012.

JARDINETTI, Rosemary Boettger. O sistema elétrico diretamente enterrado – SEDE . Implantação, Monitoramento e Automação. O caso da Cidade Universitária Armando de Salles Oliveira. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002.

JOSKOW, Paul. L., SCHMALENSSEE, Richard L. Markets for Power: an Analysis of Electric Utility Deregulation. MIT Press, Cambridge, 1983.

KIRCHNER, Carlos Augusto Ramos. 2015. Dimensão da crise e a explosão das tarifas de energia elétrica. Revista USP. São Paulo, v. 104, 2015.

Krishna, V., 2002. Auction Theory. Elsevier, California/USA.

LANDI, Mônica. Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 e 2005. (Tese de Doutorado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

LEITE, Antonio Dias. A energia no Brasil. 2. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

MERCEDES, Sonia Seger Pereira et al. 2015. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. Revista USP. São Paulo, v. 104, 2015.

MONTALVÃO, Eduardo. Impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores”. Texto Para Discussão n° 62 da Consultoria Legislativa do Senado Federal. Brasília, 2009.

MORAES, Felipe Augusto Cardoso. Impacto econômico das bandeiras tarifárias nos processos tarifários das distribuidoras de energia elétrica. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília, 2018.

NERY, Eduardo. Marcados e Regulação de Energia. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

OJEDA, Nataly Luiza Nantes. Ilegalidade tributária: aplicação errônea da base de cálculo nas contas de energia elétrica. Revista Jus Navigandi, ISSN 1518-4862, Teresina, ano 24, n. 5852, 10 jul. 2019. Disponível em: <https://jus.com.br/artigos/67546>. Acesso em: 6 jan. 2020.

ONS, 2019. Procedimentos de rede. Disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em 24 de outubro de 2019

PINTO, T. VALE, Z. SOUZA, T.M. PRAÇA, I. Negotiation context analysis in electricity markets. *Energy* 85 (2015) 78-93.

PESSANHA, José Francisco Moreira. Um modelo de análise envoltória de dados para estabelecimento das metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. (Tese de Doutorado) Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

PRANDINI, Thaís Meléga. Regulação e Competição no Setor Elétrico Brasileiro. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

PRAVBAVATHI, M. GNANADASS R. Energy bidding strategies for restructured electricity market. *Electrical Power and Energy Systems* 64 (2015) 956–966

RAMOS-REAL, Francisco Javier. Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation. *Energy Policy* 33 (2005) 69-87.

REGO, E.E. PARENTE, V. Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design. *Energy Policy* 55 (2013) 511–520.

RIBEIRO, Luísa Helena Machado. Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre – ACL. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2015.

ROSA, L. P. Chapter 15: the evolution of Brazilian electricity market. In: *Evolution of Global Electricity Markets*, 2013, Pages 435-459

SAUER, Ildo Luis et al. *A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro*. São Paulo: Ed. Paz e Terra, 2003.

SILVA, Bruno Gonçalves. Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

SILVA, Christiano Vieira. Contratação de energia elétrica: aspectos regulatórios e econômicos. Texto para Discussão do Setor Elétrico n. 25. GESEL/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.

SOUZA, Rafael Valim Xavier de. Análise dos impactos de políticas de resposta da demanda na formação do preço da liquidação das diferenças no mercado de energia elétrica brasileiro. (Dissertação de Mestrado) Fundação Universidade Federal do ABC. Santo André, 2014.

SOUZA, F. C. LEGEY, L.F.L. Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the Brazilian Electricity Market reform. *Energy Policy* 38 (2010) 1715–1733.

TONIM, Gilberto. *A gestão de energia elétrica na indústria - seu suprimento e uso eficiente*. (Dissertação de Mestrado) Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

TOMALSQUIM, Maurício Tiomno. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SANTIAGO, M.D. OLOF, H. BAAS, L. Public utility companies in liberalized markets e The impact of management models on local and regional sustainability. Utilities Policy 49 (2017) 137e144

VALOR ECONOMICO. Santander começa a operar com sua comercializadora. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/05/14/santander-comeca-a-operar-com-sua-comercializadora.ghtml>. Acesso em: 17 de dezembro de 2019.

_____. Itaú cria estrutura para operar no mercado de energia. Disponível em: <https://valor.globo.com/financas/noticia/2020/01/12/itau-cria-estrutura-para-operar-no-mercado-de-energia.ghtml>. Acesso em 15 de janeiro de 2020.

USP, 2019. Anuário Estatístico da USP. Disponível em <https://uspdigital.usp.br/anuario/AnuarioControle>. Acesso em 29/10/2019

VIEIRA, Bruno Fernandes. Regulação por incentivos no setor elétrico brasileiro: instituições e eficiência. (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais. Minas Gerais, 2014.

YIN, Robert K. Estudo de caso: Planejamento e métodos. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

ZAMBON, Renato Carlos. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte. (Tese de Doutorado). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008.

ANEXOS

ANEXO A – Esquema elétrico da ETD USP

ANEXO B - Proposta comercial para compra de energia convencional - fornecedor "1"

Florianópolis, 9 de Dezembro de 2019

PVI-0003179X

PROPOSTA INDICATIVA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme solicitado, encaminhamos a proposta indicativa. Havendo interesse em evoluir poderemos enviar proposta firme, ressaltando que, dependendo do prazo de resposta e em função de o mercado de energia ser muito dinâmico, os preços poderão sofrer alterações.

Compradora: Confidencial

Vendedora:

Energia Convencional Venda - Sudeste 01/2020 - 12/2022												
Fonte				Submercado				Período de fornecimento				
Convencional				Sudeste				01/01/2020 a 31/12/2022				
Quantidade MWm:												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2020	9	10.5	10.5	10	8.5	8	8	8.5	9	9	9.5	9
2021	9	11	10.5	10	8.5	8	8	8.5	9	9	9.5	9
2022	9	11	10.5	10	8.5	8	8	8.5	9	9	9.5	9
Preço (R\$/MWh):												
Início Vigência				Termino Vigência				Preço				
1/1/2020				31/12/2020				199,00				
1/1/2021				31/12/2021				190,00				
1/1/2022				31/12/2022				170,45				

Garantia de Pagamento: Fiança Bancária, CDB caucionado em nome da Vendedora, Seguro Garantia ou Depósito Bancário em Espécie, em valor equivalente a 3 meses de faturamento médio incluindo o ICMS, se for o caso. Os modelos de cada garantia e as condições exigidas das instituições financeiras aceitas pela Vendedora constarão no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Condição de Pagamento: dia 25 do mês subsequente ao mês de fornecimento

Modulação: Conforme Carga

Indexador: IPCA

Data-base: 01/12/2019

Flexibilidade de Consumo:

LI: 90% LS: 110%

Sazonalização:

LI: 90% LS: 110%

ANEXO C - Proposta comercial para compra de energia convencional - fornecedor “2”

Apresentamos a seguir os termos e condições para operação de compra e venda de energia elétrica:

1- QUADRO RESUMO:

1. Vendedor:					
2. Comprador:					
3. Produto:					
3.1. Tipo de Energia: convencional		3.2 Desconto na TUSD: NA		3.3 Período de Fornecimento: Vide abaixo	
3.4. Flexibilidade (limites %): +/-10%		3.5. Modulação (limites %): Flat		3.6. Sazonalização (limites %): +/-10%	
3.7. Informações adicionais: NA					
3.8. Submercado e % de Carga: SE/CO 100% da carga		3.9. Registro: Bimestral, após entrega da Garantia			
3.10 Preço e volume e Período					
Produto	Início	Fim	Sub	MWm	Preço R\$(MWh)
	1º de janeiro de 2020	31 de dezembro de 2020	SE	VIDE TABELA ABAIXO	201,00
	1º de janeiro de 2021	31 de dezembro de 2021			191,00
	1º de janeiro de 2022	31 de dezembro de 2022			175,00
3.12. Reajuste:					
Data base: 01/12/19		Índice: IPCA			
3.13. Garantia:					
Fiança bancária ou seguro garantia, equivalente a dois meses de maior faturamento, de 01/01/20 a 30/01/2023.					

Período (mês - ano)	Volume	Unidade
jan 20-21-22	9	MWm
fev/20	10.5	MWm
fev 21-22	11	MWm
mar 20-21-22	10.5	MWm
abr 20-21-22	10	MWm
mai 20-21-22	8.5	MWm
jun 20-21-22	8	MWm
jul 20-21-22	8	MWm
ago 20-21-22	8.5	MWm
set 20-21-22	9	MWm
out 20-21-22	9	MWm
nov 20-21-22	9.5	MWm
dez 20-21-22	9	MWm

2. IMPOSTOS: O Preço inclui todos os tributos e encargos vigentes, exceto o ICMS.

3. DESCONTO NA TUSD: Se a energia for incentivada, o Vendedor deverá repassar ao Comprador o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme indicado no Quadro Resumo.

4. REAJUSTE: O Preço será atualizado da data base até início do fornecimento e, após, a cada 12 (doze) meses de acordo com a variação acumulada positiva do indexador indicado no Quadro Resumo.

5. PAGAMENTOS: Os pagamentos deverão ser efetuados pelo Comprador mensalmente no 12 dia útil. Caso o Comprador deixe de pagar uma fatura até a sua data de vencimento, ficará sujeito ao pagamento de multa equivalente a 2% (dois por cento) sobre o valor total da fatura, acrescido de juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, *pro rata tempore*, devendo esse valor ser corrigido pela variação acumulada do IGP-M da data de seu vencimento até a data do efetivo pagamento.

6. REGISTRO: A energia será registrada pelo Vendedor conforme a regulamentação vigente. Caso o registro venha a ser reduzido ou cancelado pela CCEE em razão de inadimplemento do Vendedor, deverá esse ressarcir ao Comprador todos os custos incorridos em razão da exposição ao mercado de curto prazo.

7. FLEXIBILIDADE: Caso não seja *flat*, o percentual aplicável deve ser atrelado à medição, considerada a respectiva proporção de carga e volume de energia contratada para a respectiva unidade e observados os limites mínimo e máximo contratados, devendo o Comprador encaminhar ao Vendedor o arquivo de medição até o 2º dia útil do mês subsequente ao de fornecimento. Nesse caso, os montantes a serem faturados corresponderão aos dados da medição bruta da CCEE, adicionados das perdas elétricas de 3% (três por cento), deduzidos do montante do PROINFA e multiplicado pelo percentual de atendimento à carga indicado no Quadro Resumo, observados os limites máximo e mínimo pactuados para a Flexibilidade. Sem prejuízo do disposto acima, o Comprador autoriza desde já o Vendedor a acessar o perfil visualizador do Comprador dos dados de medição por meio do SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia).

8. MODULAÇÃO E SAZONALIZAÇÃO: Caso não sejam *flat*, os montantes de modulação, observados os limites mínimo e máximo contratados, deverão ser informados pelo Comprador ao Vendedor até o segundo dia útil do mês subsequente ao de fornecimento, e os montantes de sazonalização para o ano calendário seguinte de fornecimento, observados os limites mínimo e máximo contratados, deverão ser informados pelo Comprador ao Vendedor até o dia 30 de novembro de cada ano que o antecede.

9. GARANTIA: Se prevista no Quadro Resumo, terá que ser apresentada pelo Comprador ao Vendedor na respectiva modalidade em até 30 dias que antecedem o início do Período de Fornecimento, e caso a vigência inicial não cubra integralmente o Período de Fornecimento, deverá ser renovada e apresentada com a mesma antecedência para o(s) próximo(s) ano(s) de fornecimento. Em todo caso, a garantia deverá abranger todas as unidades atendidas (se houver) e terá validade para até 30 dias após o término do período coberto, sem prejuízo da responsabilidade solidária do Comprador perante o Vendedor por todas as obrigações das referidas unidades. A garantia prestada dependerá da concordância do Vendedor, e deverá ser emitida por instituição de primeira linha.

10. COMPROMISSO: O aceite desta operação por e-mail, telefone ou qualquer outro meio físico ou eletrônico antes de sua assinatura implica na expressa aceitação de todos os seus termos e condições, vinculando Vendedor e Comprador ("Partes") em caráter irrevogável e irretratável, não dispensando nem prejudicando a(s) devida(s) assinatura(s), constituindo um compromisso firme, reservado ao Vendedor, mediante prévia comunicação ao Comprador, ceder em garantia a terceiros os direitos creditórios oriundos desta operação, e/ou ceder esta operação a qualquer empresa integrante de seu grupo econômico, desde que nesse caso o Vendedor permaneça responsável pelas obrigações ora contraídas. Para tanto, o Comprador concorda que as ligações telefônicas havidas com relação a esta operação poderão ser gravadas.

11. PENALIDADE: A Parte que descumprir qualquer condição ou compromisso aqui estabelecido, bem como qualquer procedimento legal, regulatório e/ou operacional aplicável à presente operação, em especial de registro, validação, pagamento e apresentação/manutenção de garantia, deverá ressarcir à outra Parte o valor integral desta operação, apurado mediante a multiplicação do volume de energia contratado, pelo respectivo preço, acrescido de multa não compensatória de 50% (cinquenta por cento), além das perdas e danos diretos comprovadamente causados em decorrência do referido descumprimento, inclusive em razão da aplicação das Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE.

12. VALIDADE: Esta Proposta é válida até às 14:00 horas do dia 08/ 11 /20 19 , e vigorará do seu aceite até que cumpridas todas as responsabilidades e obrigações ora contraídas pelas Partes, sendo vedada a cessão total ou parcial a qualquer terceiro sem a anuência prévia e escrita da outra Parte, ressalvado o disposto na cláusula 10 acima. A aprovação desta transação estará condicionada à concordância de seus termos entre o VENDEDOR e o COMPRADOR conforme explicitado nesta Proposta e aprovação final da transação pelo Comitê de Crédito da Matrix, sendo certo que a não

aprovação da transação tornará a presente Proposta automaticamente sem efeito, não produzindo direitos ou obrigações.

13. RACIONAMENTO: As responsabilidades contratuais, na eventual vigência de racionamento decretada pela autoridade competente, serão regidas pela legislação aplicável.

14. CONFIDENCIALIDADE: As informações e documentos relativos à presente operação devem ser tratados como confidenciais pela Parte receptora, não podendo ser compartilhados com terceiros exceto se estritamente para o seu bom e fiel cumprimento, ficando o Vendedor e as empresas do seu grupo econômico desde já autorizadas pelo Comprador a fornecer e compartilhar com referidos terceiros quaisquer informações, inclusive cadastrais, oriundas desta operação.

15. TRANSFERÊNCIA DE MONTANTES: Os montantes de energia ora contratados poderão, por mera liberalidade do Vendedor, ser realocados entre as unidades atendidas do Comprador indicadas no Quadro Resumo, desde que no mesmo Submercado, situação em que o Comprador será responsável solidário pelas referidas unidades, sem prejuízo da respectiva garantia.

O aceite desta Proposta obriga as Partes à presente operação, declarando o anuente que detém todos os poderes necessários para representar sua empresa. Por favor encaminhar imagem desta Proposta assinada e dos documentos societários de poderes do representante legal.

Atenciosamente,

ACEITE	
De acordo em:	
Assinatura do(s) representante(s) legal(is):	

ANEXO D - Proposta comercial para compra de energia convencional - fornecedor “3”

Comprador

Confidencial

Objeto

- Venda de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Produto

- Período de Suprimento:
01/01/2020 a 31/12/2022
- Montante(s) de Energia Elétrica Contratada:

Período	Volume [MWm]
jan	9
fev	10,5
mar	10.5
abr	10
mai	8.5
jun	8
jul	8
ago	8.5
set	9
out	9
nov	9.5
dez	9

- Tipo de Energia: Fonte Convencional
- Retusd: N/A
- Sazonalização: +/- 10% (mais ou menos) (a Compradora deverá informar à Vendedora, até o dia 15 de novembro de cada ano, e em conformidade com os Procedimentos de Comercialização, a curva de Sazonalização para o ano subsequente).
- Flexibilidade: +/- 10% (mais ou menos) (atrelado à medição acrescido de 3% de perdas de rede básica. Havendo contrato pré-existente do PROINFA, o mesmo será descontado do consumo para exercício da flexibilidade). A

medição deverá ser informada até o 2º dia útil do mês de fornecimento. Ultrapassado este prazo será considerado o volume flat.

- **Modulação:** FLAT.
 - **Percentual de atendimento da carga:** A ser informado no momento do fechamento da operação.
 - **Ponto de entrega:** Sudeste / Centro-Oeste
 - **Indexador:** Variação acumulada do período, se positiva, do IPC-A
 - **Correção:** No início do fornecimento e em 1º de janeiro de cada ano.
 - **Data Base para Correção:** 1º de novembro de 2019
 - **Envio da Nota Fiscal:** Até o 3º DU (terceiro dia útil) do mês subsequente ao fornecimento.
 - **Vencimento:** O vencimento da fatura será no 6º (sexto) dia útil do mês subsequente ao fornecimento.
-
- **Garantia financeira:** Seguro Garantia, Carta Fiança ou Depósito Antecipado referente a dois meses de faturamento.
 - **Entrega da Garantia:** Em até 30 (trinta) dias antes do início do primeiro período de suprimento.
 - **Vigência da Garantia:** Do último dia útil do primeiro mês de suprimento até o decimo quinto dia do mês subsequente ao término do suprimento.

Preço da Venda

Período	Preço [R\$/MWh]
2020	202,00
2021	190
2022	175,00

Obs.: O preço mencionado acima, não inclui ICMS.

Validade

Proposta Indicativa

Adicionais

- **Aceitação:** A aceitação, pela Contraparte, das condições da proposta acima apresentada, configurará a celebração de contrato de compra e venda de energia elétrica, haja vista, que todos os requisitos essenciais para formação deste negócio jurídico encontram-se presentes.

As Partes poderão substituir o presente instrumento, por outro, respeitando as condições estabelecidas previamente e acrescentando novas, de comum acordo.

- **Rescisão Contratual:** A Parte que, por ação ou omissão, der causa a rescisão do presente Contrato, ficará sujeita ao pagamento das penalidades sofridas junto à CCEE, perdas e danos e multa não compensatória de:

- 30% do valor da energia total contratada, para os contratos com Período de Fornecimento não superior a (01) mês;
- 30% do valor da energia contratada remanescente, para os demais casos.

As perdas e danos serão calculadas como o valor da energia elétrica remanescente, em MWh, multiplicado pela diferença entre o preço contratual e o preço da energia elétrica de reposição, caso inadimplência do comprador, e este resultado multiplicado por menos um, caso inadimplência do vendedor. Caso o resultado seja menor que zero, será desconsiderado o valor de perdas e danos.

ANEXO E - Proposta comercial para compra de energia incentivada - fornecedor “1”

Apresentamos a seguir os termos e condições para operação de compra e venda de energia elétrica:

1- QUADRO RESUMO:

1. Vendedor:					
2. Comprador:					
3. Produto:					
3.1. Tipo de Energia: Incentivada			3.2 Desconto na TUSD: 50%	3.3 Período de Fornecimento: Vide abaixo	
3.4. Flexibilidade (limites %):			3.5. Modulação	3.6. Sazonalização (limites	
3.7. Informações adicionais: NA					
3.8. Submercado e % de Carga: SE/CO 100% da carga			3.9. Registro: Bimestral, após entrega da Garantia		
3.10 Preço e volume e Período					
Produto	Início	Fim	Sub	MWm	Preço R\$(MWh)
	1º de janeiro de 2020	31 de dezembro de 2020	SE	VIDE TABELA ABAIXO	247,00
	1º de janeiro de 2021	31 de dezembro de 2021			232,00
	1º de janeiro de 2022	31 de dezembro de 2022			209,50
3.12. Reajuste:					
Data base: 01/12/19			Índice: IPCA		
3.13. Garantia:					
Fiança bancária ou seguro garantia, equivalente a dois meses de maior faturamento, de 01/01/20 a 30/01/2023.					

Período (mês - ano)	Volume	Unidade
jan 20-21-22	9	MWm
fev/20	10.5	MWm
fev 21-22	11	MWm
mar 20-21-22	10.5	MWm
abr 20-21-22	10	MWm
mai 20-21-22	8.5	MWm
jun 20-21-22	8	MWm
jul 20-21-22	8	MWm
ago 20-21-22	8.5	MWm
set 20-21-22	9	MWm
out 20-21-22	9	MWm
nov 20-21-22	9.5	MWm
dez 20-21-22	9	MWm

2. IMPOSTOS: O Preço inclui todos os tributos e encargos vigentes, exceto o ICMS.

3. DESCONTO NA TUSD: Se a energia for incentivada, o Vendedor deverá repassar ao Comprador o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme indicado no Quadro Resumo.

4. REAJUSTE: O Preço será atualizado da data base até início do fornecimento e, após, a cada 12 (doze) meses de acordo com a variação acumulada positiva do indexador indicado no Quadro Resumo.

5. PAGAMENTOS: Os pagamentos deverão ser efetuados pelo Comprador mensalmente no 12 dia útil. Caso o Comprador deixe de pagar uma fatura até a sua data de vencimento, ficará sujeito ao pagamento de multa equivalente a 2% (dois por cento) sobre o valor total da fatura, acrescido de

juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, *pro rata tempore*, devendo esse valor ser corrigido pela variação acumulada do IGP-M da data de seu vencimento até a data do efetivo pagamento.

6. REGISTRO: A energia será registrada pelo Vendedor conforme a regulamentação vigente. Caso o registro venha a ser reduzido ou cancelado pela CCEE em razão de inadimplemento do Vendedor, deverá esse ressarcir ao Comprador todos os custos incorridos em razão da exposição ao mercado de curto prazo.

7. FLEXIBILIDADE: Caso não seja *flat*, o percentual aplicável deve ser atrelado à medição, considerada a respectiva proporção de carga e volume de energia contratada para a respectiva unidade e observados os limites mínimo e máximo contratados, devendo o Comprador encaminhar ao Vendedor o arquivo de medição até o 2º dia útil do mês subsequente ao de fornecimento. Nesse caso, os montantes a serem faturados corresponderão aos dados da medição bruta da CCEE, adicionados das perdas elétricas de 3% (três por cento), deduzidos do montante do PROINFA e multiplicado pelo percentual de atendimento à carga indicado no Quadro Resumo, observados os limites máximo e mínimo pactuados para a Flexibilidade. Sem prejuízo do disposto acima, o Comprador autoriza desde já o Vendedor a acessar o perfil visualizador do Comprador dos dados de medição por meio do SCDE (Sistema de Coleta de Dados de Energia).

8. MODULAÇÃO E SAZONALIZAÇÃO: Caso não sejam *flat*, os montantes de modulação, observados os limites mínimo e máximo contratados, deverão ser informados pelo Comprador ao Vendedor até o segundo dia útil do mês subsequente ao de fornecimento, e os montantes de sazonalização para o ano calendário seguinte de fornecimento, observados os limites mínimo e máximo contratados, deverão ser informados pelo Comprador ao Vendedor até o dia 30 de novembro de cada ano que o antecede.

9. GARANTIA: Se prevista no Quadro Resumo, terá que ser apresentada pelo Comprador ao Vendedor na respectiva modalidade em até 30 dias que antecedem o início do Período de Fornecimento, e caso a vigência inicial não cubra integralmente o Período de Fornecimento, deverá ser renovada e apresentada com a mesma antecedência para o(s) próximo(s) ano(s) de fornecimento. Em todo caso, a garantia deverá abranger todas as unidades atendidas (se houver) e terá validade para até 30 dias após o término do período coberto, sem prejuízo da responsabilidade solidária do Comprador perante o Vendedor por todas as obrigações das referidas unidades. A garantia prestada dependerá da concordância do Vendedor, e deverá ser emitida por instituição de primeira linha.

10. COMPROMISSO: O aceite desta operação por e-mail, telefone ou qualquer outro meio físico ou eletrônico antes de sua assinatura implica na expressa aceitação de todos os seus termos e condições, vinculando Vendedor e Comprador ("Partes") em caráter irrevogável e irretroatável, não dispensando nem prejudicando a(s) devida(s) assinatura(s), constituindo um compromisso firme, reservado ao Vendedor, mediante prévia comunicação ao Comprador, ceder em garantia a terceiros os direitos creditórios oriundos desta operação, e/ou ceder esta operação a qualquer empresa integrante de seu grupo econômico, desde que nesse caso o Vendedor permaneça responsável pelas obrigações ora contraídas. Para tanto, o Comprador concorda que as ligações telefônicas havidas com relação a esta operação poderão ser gravadas.

11. PENALIDADE: A Parte que descumprir qualquer condição ou compromisso aqui estabelecido, bem como qualquer procedimento legal, regulatório e/ou operacional aplicável à presente operação, em especial de registro, validação, pagamento e apresentação/manutenção de garantia, deverá ressarcir à outra Parte o valor integral desta operação, apurado mediante a multiplicação do volume de energia contratado, pelo respectivo preço, acrescido de multa não compensatória de 50% (cinquenta por cento), além das perdas e danos diretos comprovadamente causados em decorrência do referido descumprimento, inclusive em razão da aplicação das Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE.

12. VALIDADE: Esta Proposta é válida até às 14:00 horas do dia 08/ 11 /20 19 , e vigorará do seu aceite até que cumpridas todas as responsabilidades e obrigações ora contraídas pelas Partes, sendo vedada a cessão total ou parcial a qualquer terceiro sem a anuência prévia e escrita da outra Parte, ressalvado o disposto na cláusula 10 acima. A aprovação desta transação estará condicionada à concordância de seus termos entre o VENDEDOR e o COMPRADOR conforme explicitado nesta Proposta e aprovação final da transação pelo Comitê de Crédito da Matrix, sendo certo que a não aprovação da transação tornará a presente Proposta automaticamente sem efeito, não produzindo direitos ou obrigações.

13. RACIONAMENTO: As responsabilidades contratuais, na eventual vigência de racionamento decretada pela autoridade competente, serão regidas pela legislação aplicável.

14. CONFIDENCIALIDADE: As informações e documentos relativos à presente operação devem ser tratados como confidenciais pela Parte receptora, não podendo ser compartilhados com terceiros

exceto se estritamente para o seu bom e fiel cumprimento, ficando o Vendedor e as empresas do seu grupo econômico desde já autorizadas pelo Comprador a fornecer e compartilhar com referidos terceiros quaisquer informações, inclusive cadastrais, oriundas desta operação.

15. TRANSFERÊNCIA DE MONTANTES: Os montantes de energia ora contratados poderão, por mera liberalidade do Vendedor, ser realocados entre as unidades atendidas do Comprador indicadas no Quadro Resumo, desde que no mesmo Submercado, situação em que o Comprador será responsável solidário pelas referidas unidades, sem prejuízo da respectiva garantia.

O aceite desta Proposta obriga as Partes à presente operação, declarando o anuente que detém todos os poderes necessários para representar sua empresa. Por favor encaminhar imagem desta Proposta assinada e dos documentos societários de poderes do representante legal.

Atenciosamente,

ACEITE	
De acordo em:	
Assinatura do(s) representante(s) legal(is):	

ANEXO F - Proposta comercial para compra de energia incentivada - fornecedor “2”

Proposta indicativa de fornecimento de energia

Comprador	Confidencial		
Vendedor			
Submercado	SE/CO e SUL		
Tipo de energia	Incentivada i-5		
Desconto na TUSD	50%		
Período de suprimento	2020 a 2022		
Preço*	2020	250,00	R\$/ MWh
	2021	235,00	R\$/ MWh
	2022	220,00	R\$/ MWh
Flexibilidade	+/- 10%		
Sazonalidade	Flat		
Modulação	Flat		
Pagamento	10º dia corrido		
Reajuste	IPCA		
Garantia	2 meses (CDB, Fiança Bancária, Depósito Caução ou Seguro Garantia)		
Validade	09/12/2019 às 18hrs		

* Proposta Indicativa, sujeita a alterações conforme análise de crédito do cliente e volatilidade do mercado

ANEXO G - Proposta comercial para compra de energia incentivada - fornecedor “3”

Florianópolis, 9 de Dezembro de 2019

PVI-0003177X

PROPOSTA INDICATIVA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme solicitado, encaminhamos a proposta indicativa. Havendo interesse em evoluir poderemos enviar proposta firme, ressaltando que, dependendo do prazo de resposta e em função de o mercado de energia ser muito dinâmico, os preços poderão sofrer alterações.

Compradora: Confidencial

Vendedora:

Energia Incentivada Venda - Sudeste 01/2020 - 12/2022												
Fonte				Submercado				Período de fornecimento				
Incentivada				Sudeste				01/01/2020 a 31/12/2022				
Quantidade MWh:												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2020	9	10.5	10.5	10	8.5	8	8	8.5	9	9	9.5	9
2021	9	11	10.5	10	8.5	8	8	8.5	9	9	9.5	9
2022	9	11	10.5	10	8.5	8	8	8.5	9	9	9.5	9
Preço (R\$/MWh):												
Início Vigência				Termino Vigência				Preço				
1/1/2020				31/12/2020				250,00				
1/1/2021				31/12/2021				235,00				
1/1/2022				31/12/2022				225,00				

Garantia de Pagamento: Fiança Bancária, CDB caucionado em nome da Vendedora, Seguro Garantia ou Depósito Bancário em Espécie, em valor equivalente a 3 meses de faturamento médio incluindo o ICMS, se for o caso. Os modelos de cada garantia e as condições exigidas das instituições financeiras aceitas pela Vendedora constarão no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Condição de Pagamento: dia 25 do mês subsequente ao mês de fornecimento

Modulação: Conforme Carga

Indexador: IPCA

Data-base: 01/12/2019

Flexibilidade de Consumo:

LI: 90% LS: 110%

Sazonalização:

LI: 90% LS: 110%

Desconto na TUSD: 50%