

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**

**DHEFERSON DA SILVA ALIXANDRE**

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA:  
ESTUDO DE CASO EM UM CENTRO DE EVENTOS**

Araranguá, SC

2019

DHEFERSON DA SILVA ALIXANDRE

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO MERCADO LIVRE DE  
ENERGIA: ESTUDO DE CASO EM UM CENTRO DE EVENTOS**

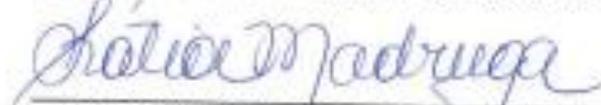
Trabalho de Conclusão de Curso,  
apresentado à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como parte das  
exigências para a obtenção do título de  
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 06 de dezembro de 2019.

**BANCA EXAMINADORA**

  
\_\_\_\_\_  
Profa. Me. Leticia Toreti Scarabelot (Orientadora)  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Giuliano Amis Rampinelli  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Profa. Dra. Kátia Gilene Rodrigues Madruga  
Universidade Federal de Santa Catarina

## **ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA: O ESTUDO DE CASO EM UM CENTRO DE EVENTOS**

Dheferson da Silva Alixandre<sup>1</sup>

### **RESUMO**

O Ambiente de Contratação Livre foi criado a partir da Lei 9.074, de 07 de julho de 1995, com o intuito de melhorar a atratividade de capital privado para o setor elétrico brasileiro, estimulando assim, a livre concorrência. Essa iniciativa foi desenvolvida visando a recessão que o Brasil enfrentou no início dos anos 90, buscando movimentar a economia e fornecer aos empresários um método de redução de custos, especificamente com a parcela de energia elétrica, tornando os mesmos mais competitivos. Foram descritos os principais conceitos relacionados ao setor elétrico brasileiro, com ênfase no Modelo de Comercialização de Energia Elétrica e seus ambientes de contratação, Ambiente de Contratação Regulado e Ambiente de Contratação Livre, demonstrando seus respectivos custos e particularidades. O objetivo deste trabalho é realizar a análise da viabilidade econômica da migração de consumidor cativo para o livre, apresentando conceitos e características que regem o setor durante essa operação, bem como apresentar os benefícios trazidos aos consumidores livres e ao Sistema Integrado Nacional brasileiro. Na análise de viabilidade técnica e econômica da migração do consumidor para o Ambiente de Contratação Livre aplicada em um estudo de caso, pode-se observar um potencial de economia de cerca de 28 % por mês, proporcionando para o mesmo, além da redução de custos, a previsibilidade orçamentária, proteção contra as bandeiras tarifárias e horário de ponta.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulado, análise de viabilidade técnica e econômica.

<sup>1</sup> Graduando do Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina, Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde – CTS, Campus Araranguá, Rodovia Governador Jorge Lacerda, 3210, Jardim das Avenidas, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, CEP 88906-072. E-mail: dhefersonalixandre@gmail.com.

## **TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE DEREGULATED ENERGY MARKET: THE CASE STUDY IN AN EVENT CENTER**

Dheferson da Silva Alixandre<sup>1</sup>

### **ABSTRACT**

The Free Contracting Environment was created from Law 9,074 of July 7, 1995, with the purpose of improving the attractiveness of private capital to the Brazilian electricity sector, thus stimulating free competition. This initiative was developed aiming at the recession that Brazil faced in the early 90's, seeking to drive the economy and provide entrepreneurs with a cost reduction method, specifically with the share of electricity, making them more competitive. The main concepts related to the Brazilian electric sector were described, with emphasis on the Electric Energy Commercialization Model and its contracting environments, Regulated Contracting Environment and Free Contracting Environment, demonstrating their respective costs and particularities. The objective of this paper is to analyze the economic viability of captive to free consumer migration, presenting concepts and characteristics that govern the sector during this operation, as well as presenting the benefits brought to free consumers and to the Brazilian National Integrated System. In the technical and economic feasibility analysis of the consumer migration to the Free Contracting Environment applied in a case study, it is possible to observe a savings potential of about 28% per month, providing for it, reducing costs, budget predictability, protection against tariff flags and peak hours.

Keywords: Free Contracting Environment, Regulated Contracting Environment, economic and technical feasibility analysis.

## Sumário

1.	INTRODUÇÃO	7
1.1.	Motivação e Objetivos	8
1.2.	Estrutura do Trabalho	9
2.	REFERENCIAL TEÓRICO	10
2.1.	O Setor Elétrico Brasileiro	10
2.1.1.	Geração	12
2.1.2.	Transmissão	14
2.1.3.	Distribuição	17
2.1.4.	Comercialização	18
2.1.5.	Modalidades Tarifárias	19
2.2.	O Modelo de Comercialização de Energia Elétrica	24
2.2.1.	Vendedores de Energia Elétrica	26
2.2.2.	Ambiente de Contratação Regulada – ACR	27
2.2.2.1.	Componentes da Fatura de Energia Elétrica	27
2.2.2.2.	Custos no Ambiente de Contratação Regulado	31
2.2.2.2.1.	O enquadramento tarifário	31
2.2.2.2.2.	A fatura da distribuidora	33
2.2.2.2.3.	Utilização do grupo gerador	33
2.2.3.	Ambiente de Contratação Livre - ACL	34
2.2.3.1.	Tipos de Consumidores	35
2.2.3.2.	Custos no Ambiente de Contratação Livre	36
2.2.3.3.	Energia Incentivada e seus Descontos	37
2.2.4.	Mercado de Curto Prazo - MCP	38
3.	METODOLOGIA	39
3.1.	Obtenção de dados	40
3.2.	Análise da estrutura tarifária	41

	6
3.3. Análise da viabilidade técnica	42
3.4. Análise da viabilidade econômica	42
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
4.1. Análise da Viabilidade Técnica e Econômica	47
5. CONCLUSÃO	51
Trabalhos Futuros	52
Referências	53

## 1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica vem ao longo do tempo se tornando fundamental para o funcionamento e evolução da sociedade como um todo. Atualmente a energia elétrica se tornou indispensável para a realização de tarefas básicas da população em geral (CUBEROS, 2008).

O desenvolvimento de uma sociedade e o crescimento de uma região estão intimamente ligados ao consumo de energia elétrica. Tornou-se necessário um planejamento das ações em relação ao uso dessa energia. No passado, o governo federal era responsável pelo planejamento e expansão do setor elétrico nacional e controlador da maioria das empresas do setor, tais ações levaram ao déficit financeiro permanente nos balanços das empresas, e por consequência a falta de recurso para investir na expansão da oferta de energia elétrica. O setor elétrico ficou então, por um bom tempo, estagnado sem que houvessem investimentos (CUBEROS, 2008).

Com a reestruturação do setor elétrico, muitas foram as correções feitas e uma nova dinâmica foi adotada, criando assim, novas figuras de mercado, novas entidades e novas atribuições. Foi criado assim, o Mercado Livre de Energia Elétrica, ou também, Ambiente de Contratação Livre (ACL) durante o governo do ex presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1995, a partir da Lei 9.074, com objetivo de melhorar a atratividade de capital privado para o setor elétrico do Brasil, estimulando a livre concorrência (CUBEROS, 2008; COMERC, 2019).

Após a recessão econômica de 1995, o Brasil recupera-se a passos lentos, atrelado a isso, também se nota um aumento na utilização da energia elétrica. Paralelo a isso, vivenciou-se, aproximadamente nos anos de 2000, uma sequência de anos de pouca chuva, os reservatórios brasileiros se encontram com níveis alarmantes, como consequência, acontece o acionamento das usinas térmicas, que resulta no aumento dos custos das tarifas, principalmente devido a adição do sistema de bandeiras tarifárias (CUBEROS, 2008; ANEEL, 2019). As bandeiras tarifárias foram aplicadas a partir de janeiro de 2015, com o intuito de repassar imediatamente o eventual aumento de custos na geração de energia elétrica para os consumidores (CCEE, 2019). E assim, o Ambiente

de Contratação Livre surge como uma alternativa interessante para os consumidores e aumentando a competitividade no setor elétrico (COMERC, 2019).

Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, ABRACEEL (2019), o mercado livre de energia elétrica é o ambiente em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia, onde consumidores e fornecedores negociam entre si as condições de contratação de energia. Conforme descrito pela mesma, cerca de 80 % da energia consumida pelas indústrias no Brasil é adquirida no mercado livre de energia.

Nesse novo contexto, os grandes geradores desejam maximizar seu preço de venda, sendo que os compradores buscam minimizar preços de compra, então cabe aos comercializadores atuar e realizar o encontro eficiente entre geradores e consumidores. De forma análoga a outras commodities, ou seja, a outras matérias-primas, o mercado de comercialização de energia está sempre se modernizando, adaptando ferramentas como contratos, termos, *swaps* (operação de troca) entre outros (ABRACEEL, 2019).

Dentre os inúmeros benefícios trazidos pela migração do mercado regulado, o mercado livre traz aos seus consumidores a redução de custos, onde as empresas passam a negociar o preço, prazos, além de poder adequar os contratos ao seu consumo, a previsibilidade orçamentária, trazendo uma segurança a empresa, e a sustentabilidade, na qual o consumidor pode optar por contratar energia de fontes renováveis, contribuindo assim, para a diminuição das emissões dos gases de efeito estufa. Para realizar a migração, também é necessário analisar alguns riscos, como a volatilidade dos preços de energia, a necessidade de modificações na subestação, entre outros fatores que podem influenciar na viabilidade econômica desse processo (COMERC, 2019).

### **1.1. Motivação e Objetivos**

O objetivo deste trabalho é realizar a análise da viabilidade econômica da migração de consumidor cativo para o livre, apresentando conceitos e características que regem o setor durante essa operação, bem como apresentar os benefícios trazidos aos consumidores livres e ao Sistema Integrado Nacional brasileiro.

Como objetivos específicos, o presente trabalho apresenta:

- Descrever o setor elétrico e os ambientes de comercialização de energia elétrica;
- Analisar a viabilidade técnica e econômica de migração de um consumidor cativo para o Mercado Livre de Energia.
- Apresentar as tendências do Mercado Livre no Brasil.

## **1.2. Estrutura do Trabalho**

Este trabalho está estruturado em quatro capítulos, considerando esta introdução como capítulo inicial, o Capítulo 2 é composto pelo referencial teórico, reforçando alguns conceitos sobre o setor elétrico e suas composições nos sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. No capítulo 3 é desenvolvida uma metodologia para uma análise de viabilidade regulatória e econômica para a migração de um consumidor cativo para o mercado livre de energia. No capítulo 4 são apresentados os resultados da análise proposta, e por fim, no capítulo 5 serão feitas as conclusões sobre a migração do Mercado Livre de Energia, seus benefícios, comparação das análises e suas perspectivas para os próximos anos.

## 2. REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1. O Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro passou por três períodos importantes desde a sua criação, o primeiro período foi marcado pelo início das atividades envolvendo energia elétrica do país, no segundo período o Estado aparece muito presente na execução das atividades do setor elétrico, e o terceiro período, e atual, é marcado pela reestruturação do setor elétrico para um modelo com maior participação da iniciativa privada (SANTOS, 2015).

A reestruturação do novo modelo, ou seja, no terceiro período, aconteceu devido a medidas tomadas pelo governo para atrair investidores de forma que acontecesse a ampliação do parque gerador de energia elétrica do país para o crescimento e desenvolvimento da economia do Brasil. Os resultados dessas medidas, com intuito de abrir o setor elétrico para a iniciativa privada, não foram positivos devido à antigas estratégias políticas que faziam com que as empresas do setor elétrico absorvessem os prejuízos para estes não repassarem reajustes aos consumidores (ALMEIDA, 2008).

Com a elaboração e implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, houve a necessidade de criar o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), sendo um ambiente onde seria possível realizar as operações de contabilização e liquidação financeira (CUBEROS, 2008).

Após um período hidrológico desfavorável para o sistema brasileiro, o governo implementou dois programas de racionamento de energia que duraram de junho de 2001 a fevereiro de 2002, acontecendo em paralelo a outras ações como o Programa Prioritário de Termelétricidade, que acrescentou cerca de 15 GW de potência instalada no Sistema Interligado Nacional. Para solucionar os problemas que aconteceram durante esse período e para melhorar o sistema brasileiro de energia, em 2004 foi elaborado o Novo Modelo do Setor Elétrico através das Leis nº 10.847 e nº 10.848, criando a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a regulamentação da comercialização de energia elétrica, respectivamente (ALMEIDA, 2008; CUBEROS, 2008).

O Novo Modelo proposto pelo Ministério de Minas e Energia (MME) foi baseado em quatro principais objetivos:

- Busca pela modicidade tarifária;
- Garantia da segurança de suprimento de energia elétrica;
- Estabilização do mercado para atração de novos investidores;
- Universalização do fornecimento de energia elétrica.

Após as alterações propostas pelas leis no Novo Modelo, a estruturação organizacional do Sistema Elétrico Brasileiro apresentava a seguinte distribuição, conforme demonstrada na Figura 1:

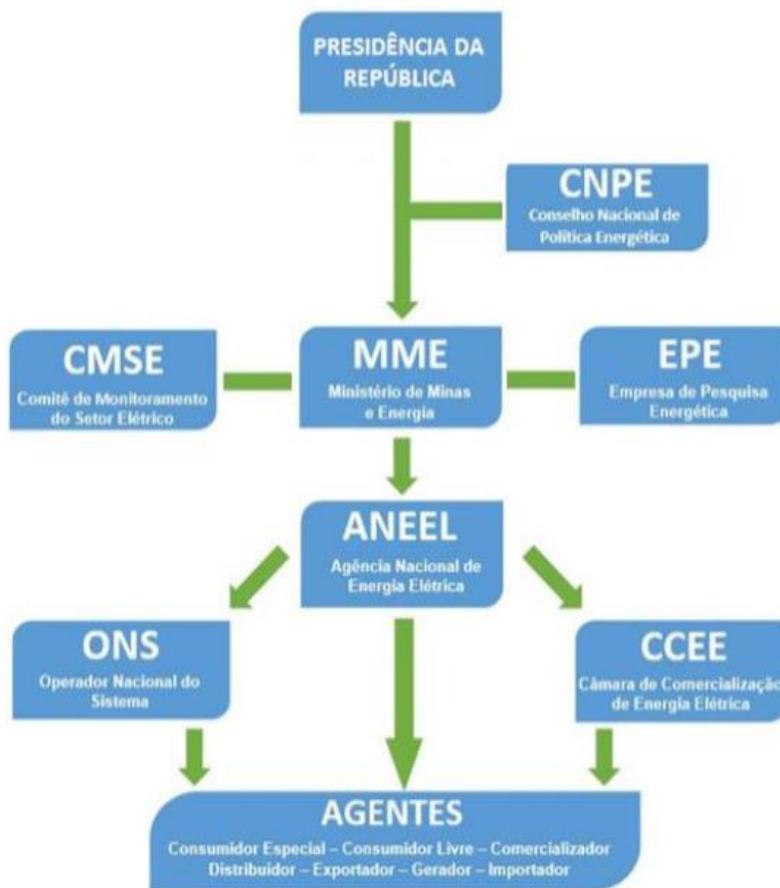


Figura 1: Organização do Sistema Elétrico Brasileiro. Fonte: SANTOS, 2015.

O Novo Modelo manteve o incentivo a competição no segmento de geração e comercialização, porém ocorreu a extinção do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e em seu lugar, em 2004, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A CCEE atua na contabilização e liquidação das transações que ocorrem em dois ambientes distintos de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo que no ambiente regulado os consumidores cativos são atendidos pelas distribuidoras pela compra de energia em leilões, já no ambiente livre os geradores vendem livremente para os consumidores livres (CCEE, 2019; BRASIL, 2004).

Os participantes da CCEE são empresas que atuam no setor elétrico nas áreas de geração, distribuição e comercialização e são chamados de agentes, estes agentes são divididos em três grupos: Agentes de Geração (Concessionários de Serviços Públicos de Geração; Produtores Independentes de Energia Elétrica e Autoprodutores de Energia Elétrica), Agentes de Comercialização (Comercializador; Consumidor Especial; Consumidor Livre; Exportador e Importador) e Agentes de Distribuição.

### 2.1.1. Geração

A matriz elétrica brasileira apresenta-se mais renovável do que a matriz energética nacional, devido a matriz hídrica do Brasil. A geração de energia elétrica no mundo é, na sua grande maioria, provinda de combustíveis fósseis como carvão, óleo e gás natural (EPE, 2019).

Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) publicado em 2018, o setor industrial foi responsável por aproximadamente 37,7 % do consumo total de energia elétrica no país, seguido por ele, se encontram os setores residencial e comercial, com respectivamente, 25,5 % e 17,1 % de representatividade.

A Figura 2 ilustra a matriz elétrica brasileira, sendo composta por diferentes fontes, tais como hidrelétrica, termelétrica, nuclear, eólica e solar. Mesmo sendo uma matriz elétrica bem diversificada, o modelo de geração é essencialmente hidrelétrico, representando aproximadamente 65,2 % da energia elétrica produzida no Brasil.

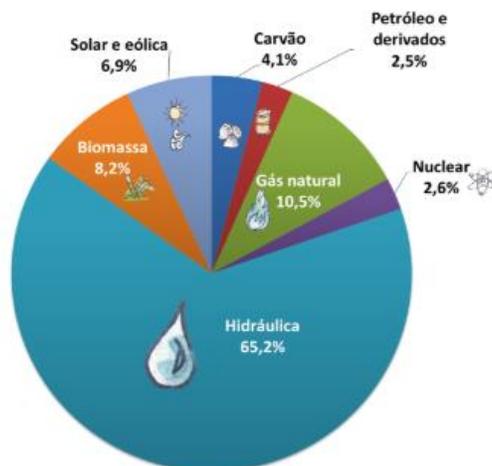


Figura 2: Matriz Elétrica Brasileira 2017. Fonte: EPE, 2019.

A partir das informações fornecidas pelo Banco de Informação de Geração, disponibilizado pela ANEEL, existem cerca de 7.914 empreendimentos de geração em operação no Brasil, das mais variadas fontes, como pode ser visto na Tabela 1 apresentada a seguir:

Tabela 1: Empreendimentos em operação.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	713	744.410	744.224	0,45
CGU	1	50	50	0
EOL	618	15.163.989	15.145.093	9,06
PCH	425	5.271.549	5.232.466	3,13
UFV	2.918	2.267.545	2.264.420	1,36
UHE	218	102.933.458	100.734.688	60,29
UTE	3.019	42.517.118	40.973.837	24,52
UTN	2	1.990.000	1.990.00	1,19
<b>TOTAL</b>	<b>7.914</b>	<b>170.888.119</b>	<b>167.084.778</b>	<b>100</b>

Fonte: ANEEL, 2019.

Os valores de porcentagem presente na Tabela 1 são referentes a potência fiscalizada. A potência outorgada é igual a considerada no Ato de Outorga. A potência

fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

De acordo com o mesmo estudo, existem 195 empreendimentos em construção, sendo que 51,53 % deste são referentes a usinas termelétricas, além de 414 empreendimentos com construção não iniciada, dentre estes, as centrais geradoras eólicas, termelétricas e solar fotovoltaica possuem as porcentagens mais representativas (ANEEL, 2019).

A partir dessas informações, pode-se observar a ascensão da geração de energia elétrica através de fontes renováveis, aumentando sua participação na matriz elétrica brasileira.

### 2.1.2. Transmissão

O sistema de transmissão nacional de energia é tradicionalmente dividido em redes de transmissão e subtransmissão. A rede primária é responsável pela transmissão de grandes quantidades de energia elétrica visando grandes centros consumidores, a rede secundária serve de extensão da transmissão, atendendo pequenas cidades e consumidores industriais de grande porte, realocando as grandes quantidades de energia transmitidas pelas redes primárias (ANEEL, 2019).

No Brasil, o sistema de transmissão é chamado de SIN - Sistema Integrado Nacional - sendo este, um sistema hidro-termo-eólico-solar de grande porte com predominância hídrica, distribuídos em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ONS, 2019).

A Figura 3 apresenta a atual estrutura do SIN, sendo que suas principais funções são: transmitir a energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga; interligação entre os elementos para garantia da estabilidade de confiabilidade da rede; a interligação entre bacias hidrográficas e regiões com características distintas para otimizar a geração hidrelétrica; e a interação energética com países vizinhos (EPE, 2019).

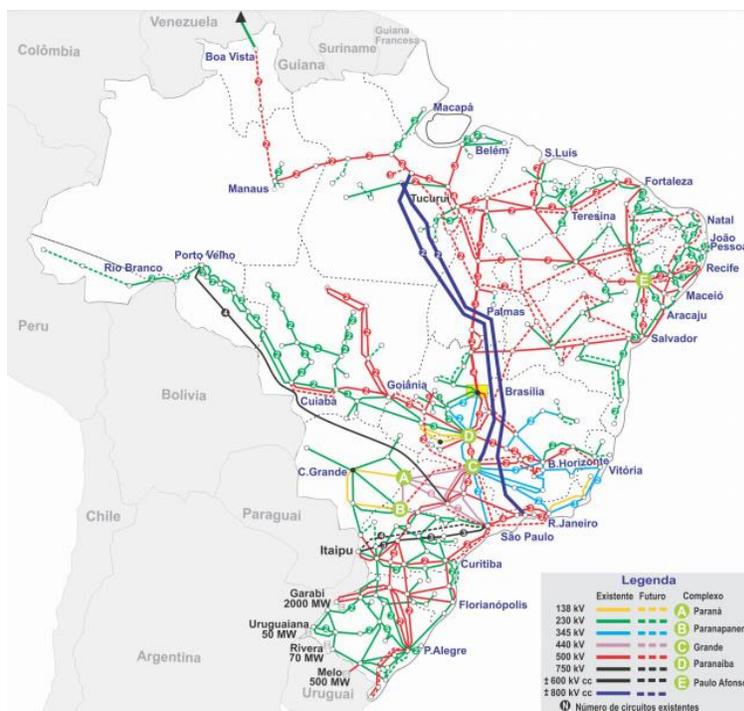


Figura 3: Sistema Interligado Nacional, setembro de 2019. Fonte: ONS, 2019.

Essa malha de transmissão proporciona a transferência de energia elétrica entre os subsistemas, permite os ganhos cooperativos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias brasileiras. A integração permite que a geração e a transmissão atendam ao mercado com segurança e economia (ONS, 2019).

No Brasil, as linhas de transmissão são classificadas de acordo com o nível de tensão de sua operação, para cada faixa de tensão existe um código que representa um conjunto de linhas de mesma classe. São eles:

- A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- A2: tensão de fornecimento de 88 kV a 138 V;
- A3: tensão de fornecimento de 69 kV.

Em termos organizacionais, a classe A1 é denominada rede básica, existindo cerca de 156 concessionárias dos serviços públicos de transmissão, responsáveis por administrar mais de 145 mil km. As classes A2 e A3, representam as redes de subtransmissão, que são administradas pelas empresas de distribuição (ABRADEE, 2018).

Por ser um país de tamanho continental, existem inúmeros desafios ligados à área de transmissão, um dos principais é o planejamento da expansão da capacidade dessa transmissão, que possa atender a demanda total projetada ao longo dos anos, visando o menor custo possível, além de considerar as incertezas associadas, como o perfil e crescimento da demanda, a produção e localização das ofertas de geração, e a confiabilidade de todo o sistema (EPE, 2019). Em 2017, o total de linhas de transmissão era de 141.388 km, e a previsão para 2023 é que o SIN possua cerca de 185.484 km de linhas de transmissão (ONS, 2019).

A complexidade da expansão do SIN ocorre devido ao conflito entre economia e confiabilidade do sistema, em específico, das interligações regionais. Além das restrições socioambientais, que limitam a disponibilidade de faixas de passagens e de oferta para locais de subestações, em particular na região Amazônica e nos grandes centros de carga (EPE, 2019).

Em 1980 o SIN estava presente principalmente na região Sul, Sudeste e Nordeste do país, sendo que o sistema da região Nordeste era isolado das outras regiões. Desde 1980 o Sistema Interligado Nacional apresentou uma expansão significativa, conforme demonstrado na Figura 4, que realiza a comparação entre 1980 e 2018.

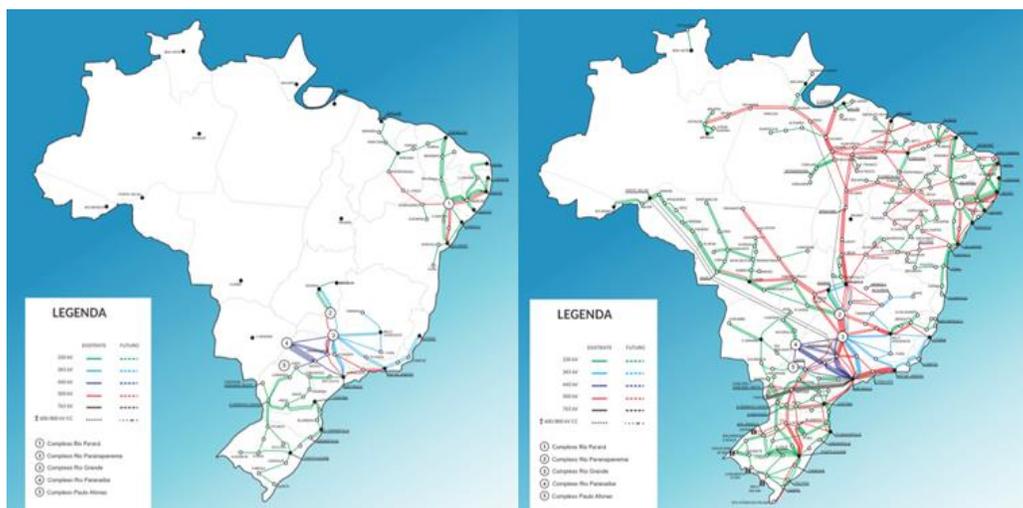


Figura 4: Comparação entre o SIN de 1980 e 2018, respectivamente.  
Fonte: ELETROBRAS, 2019.

### 2.1.3. Distribuição

O sistema de distribuição de energia é a estrutura física que transporta a energia, estando presente nos cenários das cidades, os postes e cabos, se espalham ao longo de ruas e avenidas conectando o sistema de transmissão até os consumidores finais (ABRADEE, 2018).

A conexão, atendimento e entrega da energia elétrica aos consumidores ocorrem por meio das distribuidoras de energia, podendo ser entregue em redes do tipo aéreas, suportada por postes, ou do tipo subterrâneo, localizadas sob o solo dentro de dutos. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), em 2018, aproximadamente cerca de 60 % das distribuidoras pertenciam ao setor privado, enquanto 40 % eram de responsabilidade de empresas públicas.

Assim como o sistema de transmissão brasileiro, o de distribuição também é composto por vários equipamentos ao longo das redes elétricas, porém, o sistema de distribuição nacional é muito mais extenso e ramificado, tendo que atender todos os domicílios e endereços dos consumidores. Em 2015, o Brasil contava com mais de 77 milhões de unidades consumidoras, sendo que 85 % dessas UCs são residenciais (ABRADEE, 2018).

Do mesmo modo que as linhas de transmissão, as linhas de distribuição também operam em alta, média e baixa tensão. As linhas de alta tensão são as linhas de 69 kV e 138 kV, conhecidas como linhas de subtransmissão. As linhas de média e baixa tensão são chamadas de redes primária e secundária, respectivamente. As linhas de média tensão são aquelas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, facilmente vistas em cidades, normalmente compostas por três cabos condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto (ABRADEE, 2018).

Segundo Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as conexões em BT são:

Tabela 2: Tensões nominais padronizadas de baixa tensão

<b>Sistema</b>	<b>Tensão Nominal (V)</b>
<b>Trifásico</b>	220/127
	380/220
<b>Monofásico</b>	254/127
	440/220

Fonte: ANEEL, 2019.

As redes de baixa tensão são aquelas que se localizam a uma altura inferior do que as médias, quando ocupam o mesmo poste. A rede de baixa tensão leva energia elétrica até as residências e pequenos consumidores através de ramais de ligação. Consumidores de médio porte adquirem energia diretamente das redes de média tensão, transformando-a internamente para níveis de tensão menores, sob sua responsabilidade (ABRADEE, 2018).

#### 2.1.4. Comercialização

Em 2004 o governo brasileiro regulamentou, por meio do Decreto nº 5.163, a comercialização de energia elétrica, e através desse decreto algumas regras foram estabelecidas entre concessionárias, permissionárias e autorizados de serviços e instalação de energia elétrica, bem como os consumidores do SIN, tanto no Ambiente de contratação regulada como no Ambiente de contratação Livre (BRASIL, 2004).

Neste decreto a ANEEL tem como responsabilidade a expedição de regras de comercialização, os procedimentos de comercialização e as convenções de comercialização (BRASIL, 2004). A comercialização de energia é realizada em duas esferas de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR a contratação de energia é realizada por meio de leilões de energia, enquanto que no ACL existe a livre negociação entre os compradores e vendedores de energia (CCEE, 2019).

A Figura 5 apresenta a diferença de caminho que pode existir para a geração entre os ambientes de contratação, e a integração entre os agentes presentes durante a comercialização de energia elétrica.



Figura 5: Ambientes de contratação de energia. Fonte: SANTOS, 2015.

### 2.1.5. Modalidades Tarifárias

No Brasil, os consumidores podem ser classificados em dois grupos tarifários, Grupo A, que possui tarifa binômia e Grupo B, que possui tarifa monômia. Essa separação é definida, principalmente, em função do nível de tensão que os consumidores são atendidos, consequentemente, a sua demanda (MME, 2019).

As unidades consumidoras classificadas no Grupo B, baixa tensão, são atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts, em geral estão nesta classe residências, comércio, edifícios residenciais, prédios públicos federais, que em sua maioria são atendidos nas tensões de 127 ou 220 volts.

O grupo B possui quatro subgrupos, sendo esses classificados de acordo com a atividade do consumidor, como mostrado a seguir:

- Subgrupo B1 – residencial e residencial baixa renda;
- Subgrupo B2 – rural e cooperativa de eletrificação rural;
- Subgrupo B3 – demais classes;
- Subgrupo B4 – iluminação pública.

Os consumidores classificados no Grupo A, alta tensão, são atendidos com tensões acima de 2.300 volts, como shoppings, indústrias e alguns edifícios comerciais.

Da mesma maneira que o Grupo B, o Grupo A também possui 5 subgrupos de acordo com a tensão de atendimento, como pode-se ver a seguir:

- Subgrupo A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- Subgrupo A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- Subgrupo A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- Subgrupo A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- Subgrupo A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- Subgrupo AS para sistema subterrâneo.

A estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica de acordo com a modalidade de fornecimento. As tarifas do Grupo A são constituídas em três modalidades:

- Estrutura tarifária Convencional;
- Estrutura tarifária horo-sazonal Verde;
- Estrutura tarifária horo-sazonal Azul.

O enquadramento da tarifa convencional, é uma estrutura que exige um contrato específico com a concessionária no qual é definido o valor da demanda contratada, independente da hora do dia ou do período do ano. A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas referentes ao consumo, demanda, e caso exista, demanda de ultrapassagem (MME, 2019).

A parcela do consumo é calculada da seguinte forma:

$$P_{CONSUMO} = Tarifa\ de\ consumo * consumo\ medido \quad (1)$$

A parcela da demanda é calculada multiplicando-se a tarifa da demanda pela demanda contratada medida, neste caso, a maior delas, caso não ultrapasse 100 % da demanda contratada o cálculo está descrito pela Equação 2:

$$P_{DEMANDA} = Tarifa\ de\ demanda * demanda\ contratada \quad (2)$$

Caso exista uma parcela de demanda ultrapassada, apenas é cobrado quando a demanda medida ultrapassada passe 10 % a demanda contratada (MME, 2019). Esse valor pode ser calculado através da Equação 3:

$$P_{ultrapassada} = Tarifa_{ultrapassagem} * (Demanda_{medida} - Demanda_{contratada}) \quad (3)$$

Na estrutura tarifária convencional, a tarifa de ultrapassagem corresponde a três vezes o valor da tarifa de demanda (MME, 2019).

O enquadramento na estrutura tarifária horo-sazonal verde somente é possível para os consumidores pertencentes aos subgrupos A3a, A4 e AS. Nesta modalidade o contrato entre consumidor e concessionária define um valor específico a demanda pretendida pelo consumidor, independente da hora do dia. A Resolução 456, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, ainda permite que seja contratado dois valores de demanda um para o período seco e outro para o período úmido (ANEEL, 2019; MME, 2019).

A fatura de energia elétrica desses consumidores é composta pela soma de parcelas diferentes referentes ao consumo, demanda e ultrapassagem (MME, 2019). A parcela de consumo pode ser calculada pela expressão a seguir:

$$P_{CONSUMO} = Tarifa_{de consumo na ponta} * Consumo_{medido na ponta} + Tarifa_{de consumo fora de ponta} * Consumo_{medido fora de ponta} \quad (4)$$

Importante lembrar que no período seco (maio a novembro) as tarifas de consumo na ponta e fora ponta são mais caras que no período úmido (MME, 2019). A parcela de demanda é calculada multiplicando o valor da tarifa de demanda pela demanda contratada, caso não ultrapasse em mais de 100 % a demanda contratada pode ser calculada como mostra a expressão abaixo:

$$P_{DEMANDA} = Tarifa_{de demanda} * Demanda_{contratada} \quad (5)$$

A tarifa de demanda é um valor único, independente da hora do dia ou do período do ano. Já a parcela responsável pela ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida excede em mais de 10 % o valor da demanda contratada (MME, 2019). É calculado como mostra a Equação 6:

$$P_{\text{Ultrapassada}} = \text{TarifaUltrapassagem} * (\text{DemandaMedida} - \text{DemandaContratada}) \quad (6)$$

Os consumidores pertencentes aos subgrupos A1, A2 ou A3 é obrigatório o enquadramento na estrutura tarifária horo-sazonal azul, e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Essa modalidade exige um contrato específico com a concessionária no qual se define o valor da demanda no horário de ponta, quanto o valor nas horas de fora ponta, e também pode ser contratado valores diferentes para o período seco e outro para o período úmido (MME, 2019).

A fatura de energia elétrica dos consumidores desse enquadramento tarifário é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo ponta, consumo fora ponta, demanda e ultrapassagem. A parcela do consumo é calculada como mostra a Equação 7, observando as tarifas durante o período do ano, sendo ele úmido ou seco (MME, 2019).

$$P_{\text{CONSUMO}} = \text{Tarifa de consumo na ponta} * \text{consumo medido na ponta} + \text{Tarifa de consumo na fora ponta} * \text{Consumo medido fora de ponta} \quad (7)$$

A parcela da demanda é calculada somando o produto da tarifa de demanda na ponta pela demanda contratada na ponta e o produto da tarifa de demanda na fora ponta com a demanda contratada na fora ponta (MME, 2019). Esse valor pode ser encontrado através da Equação 8:

$$P_{\text{DEMANDA}} = \text{Tarifa de demanda na ponta} * \text{demanda contratada na ponta} + \text{Tarifa de demanda fora de ponta} * \text{demanda contratada fora de ponta} \quad (8)$$

Neste caso, o valor da tarifa da demanda também é único, independente da hora do dia ou do período do ano.

A parcela de ultrapassagem é cobrada apenas quando a demanda medida ultrapassa a demanda contratada acima dos limites de tolerância (5 % para os subgrupos A1, A2 e A3 e 10 % para os demais subgrupos) (MME, 2019). O valor desta parcela é obtido multiplicando a tarifa de ultrapassagem pelo valor da demanda medida que supera a demanda contratada:

$$P_{ULTRAPASSAGEM} = \text{Tarifa de ultrapassagem na ponta} * (\text{demanda medida na ponta} - \text{demanda contratada na ponta}) + \text{Tarifa de ultrapassagem fora de ponta} * (\text{demanda medida fora de ponta} - \text{demanda contratada fora de ponta}) \quad (9)$$

Além das parcelas citadas acima, os tributos também são embutidos nos preços dos bens e serviços, ou seja, os consumidores pagam tributos federais, estaduais e municipais que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia elétrica (MME, 2019). A ANEEL publica por meio de resoluções o valor da tarifa de energia elétrica, sem tributos, por classe de consumo. Com base nesses valores, as distribuidoras de energia incluem os tributos, como PIS (Programas de Integração Social), COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços) e CIP (Custeio de Iluminação Pública), e emitem a fatura de energia que os consumidores pagam.

Com a alteração das leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, que tratam sobre a contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (BRASIL, 2002; BRASIL, 2004, BRASIL, 2003), a aplicação dos tributos federais, PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65 % e 7,6 %, respectivamente, passando a serem apurados de forma não cumulativa. Dessa forma, a alíquota média desses tributos passou a variar com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS pagos sobre

custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para a revenda ao consumidor (MME, 2019).

Já o tributo estadual ICMS é regulamentado pelo código tributário de cada estado, ou seja, estabelecido em lei pelas casas legislativas. E por último, a CIP (Contribuição para Custeio do serviço de Iluminação Pública), prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988 estabelece, entre as competências dos municípios, dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Assim, é atribuída ao Poder Público Municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública.

## **2.2. O Modelo de Comercialização de Energia Elétrica**

Desde a década de 90, o modelo institucional do setor de energia elétrica sofreu duas grandes mudanças, a segunda delas, em 2004, instituiu dois novos ambientes de negociação para a comercialização de energia elétrica, estes chamados de Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para agentes de geração e distribuição de energia, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além de consumidores livres e especiais (CCEE, 2019).

Ainda existe o mercado de curto prazo, também conhecido como mercado de diferenças, neste período é realizado os ajustes entre os volumes contratados e os volumes medidos de energia. Esta configuração integra o modelo de energia vigente, implantado em 2004, na segunda mudança do modelo institucional, resultando em um aprimoramento iniciado em 1998 com o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) (CCEE, 2019).

No atual modelo do setor elétrico brasileiro as relações comerciais se estabelecem no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), no Mercado de Curto Prazo são apenas contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos. Todos os contratos, independentemente de ser ACR ou ACL precisam ser registrados na Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e servem para a contabilização e liquidação das diferenças no Mercado de Curto Prazo. (CCEE, 2019).

A Tabela 3 e a Figura 6 apresentam a diferença entre os dois ambientes de contratação, exemplificando o caminho que a energia faz desde a geração até o consumidor final nas duas situações, incluindo, no final de todo o processo, o mercado de curto prazo.

Tabela 3: Diferença entre o Ambiente Livre e o Ambiente Regulado.

	<b>Ambiente Livre</b>	<b>Ambiente Regulado</b>
<b>Participantes</b>	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais.	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. AS comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente (Ajuste e A-1).
<b>Contratação</b>	Livre negociação entre os compradores e vendedores.	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL.
<b>Tipo de Contrato</b>	Acordo livremente estabelecido entre as partes.	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).
<b>Preços</b>	Acordado entre comprador e vendedor.	Estabelecido no leilão.

Fonte: Adaptado de CCEE, 2019.

Conforme apresentado na Figura 6, existem vendedores, distribuidores, fornecedores, os consumidores cativos, consumidores livres e especiais, além do mercado de curto prazo. Esses tópicos serão descritos, a seguir, para melhor entendimento do assunto e do cenário de contratação de energia.

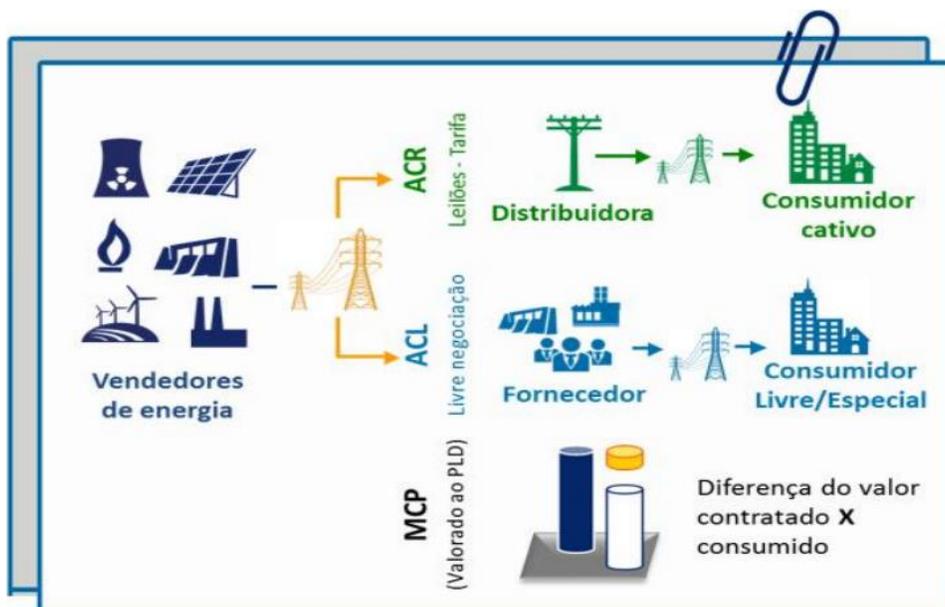


Figura 6: Estrutura do mercado de energia. Fonte: CCEE, 2018.

### 2.2.1. Vendedores de Energia Elétrica

Quando se trata da atividade de geração de energia, todos os agentes possuem o poder e a capacidade de vender energia, tanto no ambiente regulado quanto no ambiente livre (CCEE, 2019). Estes são organizados por classes:

- **Concessionária de Serviço Público de Geração:** é o agente titular de concessão para a exploração de ativo de geração no serviço público, outorgada pelo Poder Concedente;

- **Produtor Independente de Energia Elétrica:** é um agente individual que possui uma permissão/autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada para a comercialização por sua conta e risco, assumindo todas as responsabilidades desta geração;

- **Autoprodutor:** agente com autorização para produzir energia com exclusividade para seu consumo, e quando houver excedentes, a venda de energia desde que autorizada pela ANEEL.

## 2.2.2. Ambiente de Contratação Regulada – ACR

O Ambiente de Contratação Regulada é caracterizado de forma que a comercialização da energia é feita pela distribuidora até o consumidor final, chamado de cativo neste ambiente, sendo a distribuidora remunerada por tarifas fixadas pela ANEEL (CCEE, 2019).

A compra e venda no ACR acontece entre Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição, onde essa comercialização é feita precedida de licitação, existindo exceções previstas em leis (ANEEL, 2019). Os agentes de Distribuição são as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, onde realizam o atendimento da demanda de energia elétrica aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento estabelecidas e reguladas pela ANEEL. Pela regulação, todos os agentes distribuidores tem participação obrigatória no ACR, celebrando contratos com preços obtidos através de leilões (CCEE, 2019).

O Ambiente de Contratação Regulado está demonstrado na Figura 7, onde pode-se observar que o mundo físico, representado pela seta verde, acompanha o mundo contratual, representado pela seta azul.



Figura 7: Ambiente de Contratação Regulado. Fonte: COMERC, 2019.

### 2.2.2.1. Componentes da Fatura de Energia Elétrica

A tarifa visa assegurar aos prestadores de serviços retorno suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos para expansão e a capacidade de garantir o atendimento com qualidade para os consumidores. Os custos e investimentos

que são repassados aos consumidores são calculados pelo órgão regulador (ANEEL, 2019).

Para realizar o serviço de fornecer energia elétrica com qualidade, a distribuidora tem custos que devem ser avaliados na definição das tarifas. São considerados três custos distintos, como mostra a Figura 8.



Figura 8: Custos presentes na tarifa de energia. Fonte: ANEEL, 2019.

Quando a fatura de energia elétrica chega até o consumidor, ele paga pela compra de energia, que envolve o custo do gerador, pela transmissão, onde existe os custos da transmissora, e pela distribuição, além de encargos setoriais e tributos. Para fins de cálculos, os custos das distribuidoras são classificados em dois tipos:

- Parcela A: Compra de energia, transmissão e encargos setoriais;
- Parcela B: Distribuição de energia.

A Parcela A é representada pelos custos das atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação. Para fins de cálculos, a Parcela B é composta pelos custos operacionais, receita irre recuperável, remuneração de capital e cota de depreciação. Os custos da Parcela B são revisados a cada quatro anos. No período de entre as revisões, a Parcela B é atualizada pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão ou Permissão, diminuído de um fator de eficiência, chamado de Fator X, onde esse processo é chamado de Reajuste Tarifário (ANEEL, 2019).

Os custos com energia representam a maior parcela, com 53,5 %, seguido dos tributos, com 29,5 %. A parcela referente aos custos com distribuição representa apenas 17 % dos custos das tarifas, como pode ser observado na Figura 9:

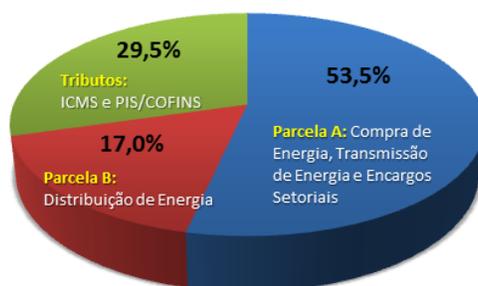


Figura 9: Valor final da fatura de energia. Fonte: ANEEL, 2019.

Um dos mecanismos de atualização do valor da energia paga pelo consumidor é o Reajuste Tarifário Anual, onde seu objetivo é restabelecer o poder de compra da concessionária. Para aplicação do cálculo de reajuste, são repassadas as variações de custos da Parcela A, os custos com a atividade de distribuição, definidos como Parcela B, são corrigidos pelo índice de inflação constante no contrato de concessão (IGP-M ou IPCA), deduzido o Fator X, conforme demonstrado na Figura 10. Em cada reajuste é estimado ganhos de produtividade da atividade de distribuição, além de capturá-los em favor da modicidade tarifária, sendo esse, o objetivo do Fator X.



Figura 10: Componentes do reajuste tarifário anual. Fonte: ANEEL,2019.

Existe também a Revisão Tarifária Periódica, que também é um mecanismo de definição do valor de energia paga pelo consumidor, realizada de quatro em quatro anos. Nessa revisão são redefinidos o nível eficiente dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos, ou seja, da Parcela B (ANEEL, 2019).

Os custos regulatórios definidos pela ANEEL podem ser maiores ou menores do que os reais custos praticados pelas concessionárias. A regulação por incentivo, onde os custos regulatórios são aplicados nas revisões tarifárias, geralmente utilizado um

método de comparação entre as próprias distribuidoras para verificar os níveis de eficiência de cada distribuidora (ANEEL, 2019).

Uma vez definido o valor eficiente dos custos relacionados as atividades de distribuição, os mesmos são reajustados (IGP-M menos Fator X) até a próxima revisão tarifária. Todas as concessionárias são incentivadas a reduzirem seus custos e se tornarem mais eficientes, onde esses ganhos com eficiência são revestidos em prol da modicidade tarifária (ANEEL, 2019).

Desde o ano de 2015 foi instituído nas faturas de energia elétrica o Sistema de Bandeiras Tarifárias, apresentado nas seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha, e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia repassada ao consumidor final em função das condições de geração de energia no país (ANEEL, 2019).

A Tabela 4 apresenta cada modalidade e suas características. Todos os consumidores cativos das distribuidoras são faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados, como apresenta a Figura 11.

Tabela 4: Sistema de bandeiras tarifárias.

<b>Bandeira Verde</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A tarifa não sofre nenhum acréscimo;</li> <li>• Condições favoráveis de geração de energia;</li> </ul>
<b>Bandeira Amarela</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A tarifa sofre um acréscimo de R\$0,015 para cada kWh consumido;</li> <li>• Condição de geração é menos favorável;</li> </ul>
<b>Bandeira Vermelha – patamar 1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04 para cada kWh consumido;</li> <li>• A geração possui condições mais custosas;</li> </ul>
<b>Bandeira Vermelha – patamar 2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A tarifa sofre um acréscimo de R\$0,06 para cada kWh consumido;</li> <li>• Possui condições ainda mais custosas de geração.</li> </ul>

Fonte: ANEEL, 2019.



Figura 11: Sistema de bandeiras tarifárias. Fonte: ANEEL, 2019.

Além do Sistema de Bandeiras Tarifário, existe também a diferenciação de preço da tarifa na distribuição e na tarifa de energia pelo sistema de Horário de Ponta e Horário Fora de Ponta.

Normalmente, o Horário de Ponta corresponde ao período de três horas consecutivas que cada região define dentro do horário permitido, exceto nos sábados, domingos e feriados nacionais, definidos pelas concessionárias, em função da característica do sistema elétrico nacional. Nesse horário, a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados, dependendo da modalidade tarifária que o consumidor se encontra. Já Horário Fora de Ponta é o período referente às demais 21 horas do dia (MME, 2019).

#### 2.2.2.2. Custos no Ambiente de Contratação Regulado

##### 2.2.2.2.1. O enquadramento tarifário

O primeiro item a ser analisado na fatura de energia é o enquadramento tarifário, sendo que, a partir desse ponto será possível verificar quais as tarifas que serão aplicadas no consumo e na demanda.

Conforme descrito anteriormente, na seção 2.1.5, existe dois tipos de tarifas horossazonais, verde e azul, sendo que cada tarifa apresenta um método de faturamento de energia diferente, como demonstrado na Tabela 5:

Tabela 5: Tarifas horossazonais.

<b>Grandezas elétricas</b>	<b>Verde</b>	<b>Azul</b>
<b>Demanda</b>	Única	Ponta Fora Ponta
<b>Energia</b>	Ponta Fora Ponta	Ponta Fora Ponta

Fonte: MME, 2019.

Segundo Chaves (2017), o enquadramento tarifário é realizado a partir do cálculo de fator de carga no horário de ponta, sendo que o ponto de equilíbrio entre as modalidades horossazonais é de 66 %. A unidade consumidora que possuir o fator de carga inferior a 66 % se enquadra melhor na modalidade horossazonal verde, enquanto que, quando o fator de carga for superior a 66 %, a unidade consumidora se enquadra melhor na modalidade horossazonal azul.

Para o cálculo do fator de carga no horário de ponta (FCp), se considera um período de tempo de 66 horas, que é a quantidade de horas de horário de ponta que possui em um mês, sendo descrita na equação 10:

$$FCp = \frac{Consumop}{Demandap * 66h} \quad (10)$$

Com os cálculos de fator de carga no horário de ponta, podemos considerar a modalidade horossazonal mais adequada para a unidade.

#### 2.2.2.2.2. *A fatura da distribuidora*

A fatura da distribuidora é necessária para identificar o perfil de consumo do consumidor, podendo obter o histórico de consumo e demanda dos últimos 12 meses. Para o desenvolvimento dos cálculos, é necessário obter a Resolução Homologatória da distribuidora de estudo, sendo que as Resoluções não consideram a incidência dos impostos PIS/COFINS e ICMS.

Para aplicar os impostos sobre as tarifas é necessário realizar o seguinte cálculo:

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{\text{Tarifa sem tributos}}{1 - \text{ICMS} - \text{PIS/COFINS}} \quad (11)$$

Deve-se observar que o ICMS aplicado possui um valor diferenciado para cada estado, e classificação da unidade (industrial, comercial, entre outras). O valor percentual de 5 % para PIS/COFINS é considerado nas análises, sendo a média dos valores que normalmente as distribuidoras repassam aos seus consumidores (CHAVES, 2017).

#### 2.2.2.2.3. *Utilização do grupo gerador*

Os consumidores que estão presentes na estrutura horossazonal, na maioria das vezes, utilizam grupo de geradores no horário de ponta, sendo que as tarifas de ponta e fora ponta possuem uma diferença bastante significativa.

Como no ACL não existe a diferenciação do horário de ponta e de fora ponta, não se torna viável a utilização do grupo gerador, sendo assim, calcula-se os custos com o mesmo, para realizar a comparação posteriormente.

Conforme descrito pela EPE (2015), o gerador possui uma eficiência de conversão, em média, do uso do diesel de 35 %, gerando cerca de 3,5 kWh por litro de óleo. Além dos custos de operação, ainda possui o investimento inicial e a manutenção do equipamento. Para realizar a análise, foi considerado o preço do diesel atual, utilizando o valor de R\$ 3,69 / litro, podendo assim, desenvolver o seguinte cálculo:

$$\text{Custo geração} = \frac{1}{3,5} \left[ \frac{l}{kWh} \right] * 3,69 \left[ \frac{R\$}{l} \right] = 1.055,00 \left[ \frac{R\$}{MWh} \right] \quad (12)$$

Podemos observar que, o custo de operação do gerador é de R\$ 1.055,00 / MWh, sem considerar manutenção e depreciação.

Normalmente o gerador é utilizado apenas no horário de ponta, sendo assim, pode-se estimar um custo mensal do mesmo, conforme descrito a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Custo mensal gerador} &= \text{Consumo}_{ponta} * \text{Custo geração} = \\ &\text{Consumo}_{ponta} * 1.055,00 \left[ \frac{R\$}{MWh} \right] \end{aligned} \quad (13)$$

A partir dos cálculos apresentamos acima, podemos demonstrar os custos com o grupo gerador mensalmente.

### 2.2.3. Ambiente de Contratação Livre - ACL

No Ambiente de Contratação Livre as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas por contrato bilaterais, sendo esses livremente negociados conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos, de acordo com o disposto no Decreto no 5.163, de 2004 (ANEEL, 2019).

Os consumidores nesse ambiente são divididos em consumidores livres e especiais, possuindo, em ambos os casos, liberdade para negociar valores, volumes, prazos e outros pontos. A diferença entre consumidores livres e especiais está no limite de demanda, sendo consumidores livres aqueles que tenham demanda mínima de 2500 MW e podem escolher seu fornecedor de energia (gerador) por meio de livre negociação. Ao contrário, o consumidor especial necessita ter a demanda entre 500 kW e 2500 MW, porém a energia adquirida deve ser oriunda de fontes incentivadas especiais, ou seja, energias renováveis (eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, biomassa ou solar) (CCEE, 2019).

Além dos consumidores especiais e livres, fazem parte do ACL os comercializadores, que são os agentes que compram energia, podendo vender a mesma

para outros comercializadores, geradores e consumidores (livres e especiais), ou até mesmo para distribuidores no ACR por meio de leilões de ajustes. Existem também os importadores, são agentes que possuem autorização do Poder Concedente para realizar a importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional, e os exportadores, que realizam exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos ao Brasil (CCEE, 2019).

A Figura 12 demonstra o Ambiente de Contratação Livre a partir de um fluxograma:

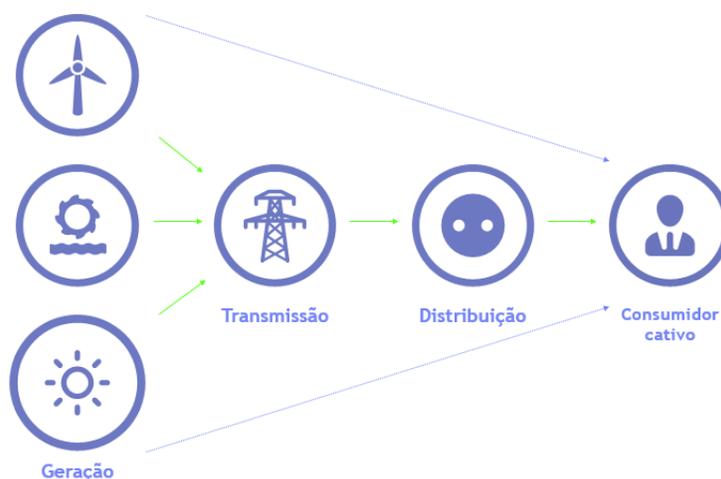


Figura 12: Ambiente de Contratação Livre. Fonte: COMERC, 2019.

Pode-se observar, que diferentemente do ACR, o mundo contratual (seta azul) não acompanha o mundo físico (seta verde), demonstrando a possibilidade de negociação diretamente com o fornecedor.

#### 2.2.3.1. Tipos de Consumidores

Segundo CCEE (2019), os consumidores que se encontram no Mercado Livre de Energia podem ser classificados em:

- **Consumidor Livre:** O Consumidor Livre pode escolher, por meio de livre negociação, o seu fornecedor, independente da fonte de geração.

- Consumidor Especial: O Consumidor Especial possui demanda entre 500 kW e 2,5 MW, sendo que, o mesmo tem o direito de adquirir energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, biomassa ou solar).

Conforme a Portaria Nº 514, de 27 de dezembro de 2018, a partir do dia 1º de julho de 2019 o consumidor com carga igual ou superior a 2,5 MW começou a ser considerado Consumidor Livre, sendo que esse limite será reduzido para 2,0 MW no dia 1º de janeiro de 2020 (MME, 2018).

#### 2.2.3.2. Custos no Ambiente de Contratação Livre

No Ambiente de Contratação Livre o consumidor a fatura do consumidor é dividido em algumas parcelas, dividindo a parte de energia, encargos e distribuição. Enquanto que, no Ambiente de Contratação Regulado todas essas parcelas eram englobadas pela fatura da distribuidora, formando uma fatura única.

Conforme descrito anteriormente, pode-se dividir a fatura do consumidor no Ambiente de Contratação Livre da seguinte forma:

$$Custos_{ACL} = \text{fatura da distribuidora} + \text{fatura do fornecedor} + \text{fatura da CCEE} + \text{fatura da gestora} \quad (14)$$

A fatura da distribuidora será composta pelos custos provenientes do uso do sistema de distribuição, como a demanda e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição; a fatura do fornecedor incluirá o custo do consumo de energia e perdas, representado como Tarifa de Energia no ACR; a fatura da CCEE englobará o custo com encargos e o custo transacional da CCEE, sendo no Ambiente de Contratação Regulado diluído na fatura da distribuidora e a fatura da gestora incluirá os serviços fornecidos na gestão de energia para a empresa.

Para as análises, considera-se uma tarifa de R\$ 10,00/MWh que engloba todos os custos referentes à CCEE, como a Restrição elétrica (ESS), a Segurança energética

(ESE) e o Encargo de Energia de Reserva (EER). Para calcular o custo referente a tarifa da CCEE, multiplica-se a tarifa de R\$ 10,00/MWh com a soma do consumo ponta e fora ponta (CHAVES, 2017).

Vale ressaltar que, quando a empresa contrata energia no Ambiente de Contratação Livre, não incide o Sistema de Bandeiras Tarifárias e a diferenciação de horário ponta e fora ponta na mesma.

Sendo assim, a fatura disponibilizada pelo fornecedor poderá ser calculada da seguinte forma:

$$Energia\ ACL = (Consumo_p + Consumo_{fp}) * Tarifa \quad (15)$$

$$Perdas = (Consumo_p + Consumo_{fp}) * 0,5 \% * Tarifa \quad (16)$$

Segundo Chaves (2017), o percentual referente as perdas de energia podem-se considerar 3 % até o ponto de entrega, contudo, em função do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, têm direito a um crédito de energia. Com base em um histórico, considera-se um crédito de 2,5 % do consumo, obtendo-se assim, o percentual referente às perdas elétricas de 0,5 %, sendo a diferença entre as perdas de 3 % e o crédito de PROINFA de 2,5 %.

#### 2.2.3.3. Energia Incentivada e seus Descontos

Conforme descrito por Chaves (2017), para estimular a expansão de geradores de fontes renováveis limitados a 30 MW de potência, como Pequenas Centrais Hidroelétricas, biomassa, eólica e solar, o governo estabeleceu a energia incentivada. A energia incentivada fornece descontos de 50 %, 80 % ou 100 % na Tarifa de Uso da Distribuição, tornando assim, os geradores de fontes renováveis mais competitivos, e conseqüentemente, o comprador de energia dos mesmos. Tais condições de geradores são estabelecidas pela Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, apresentando os tipos de empreendimentos que possuem direito aos percentuais de redução.

Os descontos provenientes das energias incentivadas incidem nas tarifas de demanda e TUSD de encargos na ponta, sendo assim, após a migração de um consumidor para o Mercado Livre de Energia, ele será beneficiado por esses descontos.

Na parcela da demanda, o desconto incide de forma direta e equivalente ao percentual repassado pela distribuidora, informado pela CCEE, sendo assim, o consumidor enquadrado na modalidade horossazonal azul, receberá esse desconto na tarifa de demanda na ponta e na fora ponta. Enquanto que, o consumidor horossazonal verde, receberá o desconto direto e equivalente da tarifa da demanda fora ponta, e será aplicado um valor acrescentado após a aplicação do desconto na TUSD ponta, conforme demonstrado na Equação 17:

$$TUSDp = (TUSDp - TUSDfp) * Desconto + TUSDfp \quad (17)$$

Os descontos são calculados pela CCEE mensalmente, e repassados para seus respectivos Agentes envolvidos na comercialização de energias incentivadas.

Conforme comentado pela Martins (2016), as diferentes fontes de energia possuem preços distintos no mercado, sendo assim, necessário avaliar qual o tipo de energia que o consumidor pode adquirir e qual trará melhor viabilidade econômica.

#### 2.2.4. Mercado de Curto Prazo - MCP

O Mercado de Curto Prazo é o seguimento da CCEE onde são liquidadas e comercializadas as diferenças entre a energia contratada e a registrada pelos agentes da CCEE, e os montantes da geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE, sendo eles geradores, distribuidores ou consumidores, com valoração via Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (ANEEL, 2019; CCEE, 2019).

### 3. METODOLOGIA

A viabilidade técnica e econômica de migração para o Ambiente de Contratação Livre de qualquer agente, visando neste trabalho o cenário de consumidor livre/especial, será analisada a partir da fatura de energia elétrica, verificando o histórico de consumo e seus respectivos custos.

Com a análise da fatura, será possível verificar se o consumidor se encontra adequado com os requisitos técnicos de demanda estipulados, viabilizando tecnicamente a migração.

A proposta é comparar o potencial de redução de custos com a migração de um consumidor que se encontra no Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre.

Para realizar o levantamento dos custos com o Ambiente de Contratação Regulado, foi utilizada a Equação 1 para descrever a parcela do TUSD e da TE, sendo multiplicado o consumo, ponta e fora ponta, pelas suas respectivas tarifas. A Equação 2 descreve os custos relacionadas a demanda, sendo multiplicado a demanda contratada, no horário de ponta e fora ponta, pelas suas respectivas tarifas. Para descrever o custo mensal relacionado ao gerador, foi utilizada a Equação 13, onde é multiplicado o consumo ponta pelo custo de geração. Por fim, foram aplicados os impostos, PIS/CONFINS e ICMS, utilizando como base a Equação 11.

No Ambiente de Contratação Livre, os cálculos da demanda e TUSD, ponta e fora ponta, podem apresentar um desconto em algumas parcelas da fatura de energia elétrica dependendo da modalidade horossazonal da empresa de estudo, conforme descrito pela Seção 2.2.3.3. e pela Equação 17. Além da distribuição, a análise dos custos relacionados a ACL engloba a parcela da Energia Livre, encargos e remuneração fixa da gestora, conforme descrito na Seção 2.2.3.2. e pela Equação 14. Por fim, foram aplicados os impostos, conforme descrito para o Ambiente de Contratação Regulado.

### 3.1. Obtenção de dados

Para o desenvolvimento dessa análise, foi considerado o perfil de consumo de um centro de eventos, localizado no Rio Grande do Sul, que opera no Mercado Cativo e é atendida pela distribuidora RGE SUL.

A Tabela 6 apresenta o histórico de consumo e a demanda contratada do centro de eventos no ano 2018/2019 que deverá ser obtido, representando a situação na Ponta (P) e Fora de Ponta (FP).

Tabela 6: Dados relacionado ao perfil de consumo.

<b>Mês</b>	<b>Demanda Contratada P [kW]</b>	<b>Demanda Contratada FP [kW]</b>	<b>Consumo P [MWh]</b>	<b>Consumo FP [MWh]</b>	<b>Consumo Total [MWh]</b>
<b>Set/2019</b>	0	2000	7,417	60,742	68,16
<b>Ago/2019</b>	0	2000	4,339	39,677	44,02
<b>Jul/2019</b>	0	2000	3,641	35,545	39,19
<b>Jun/2019</b>	0	2000	21,97	185,21	207,18
<b>Mai/2019</b>	0	2000	5,26	49,54	54,80
<b>Abr/2019</b>	0	2000	4,79	40,78	45,57
<b>Mar/2019</b>	0	2000	24,70	160,50	185,20
<b>Fev/2019</b>	0	2000	3,42	39,58	42,99
<b>Jan/2019</b>	0	2000	3,04	33,09	36,13
<b>Dez/2018</b>	0	2000	2,72	31,02	33,74
<b>Nov/2018</b>	0	2000	3,01	33,23	36,24
<b>Out/2018</b>	0	2000	4,47	43,06	47,53

Os dados para realizar a análise serão fornecidos pela empresa Comerc Energia, sendo que será necessário o sigilo do cliente.

### **3.2. Análise da estrutura tarifária**

A fatura de energia elétrica é um documento comercial que apresenta a quantia financeira total que deve ser paga pelo consumidor à distribuidora, que é composta pelo fornecimento de energia elétrica, da conexão e do uso do sistema ou da prestação dos serviços, sendo dever da distribuidora especificar os serviços fornecidos, além da respectiva quantidade, tarifa e período de faturamento (ANEEL, 2010).

Para realizar a análise de viabilidade da migração de um consumidor para o Ambiente de Contratação Livre será necessário verificar alguns dados mensais da fatura de energia do Mercado Cativo (ACR). Segundo Chaves (2017), os principais dados são:

- Tipo de consumidor: Industrial, Comercial ou Residencial.
- Grupo e estrutura tarifária: O faturamento do fornecimento/prestação de serviço de distribuição de energia elétrica, é baseado no enquadramento das unidades consumidoras em dois grupos tarifários, A e B, sendo esses diferenciados pelo nível de tensão. Dentro do grupo A, ainda existem modalidades tarifárias distintas, utilizadas para atender os diferentes perfis de consumidores, conforme descrito na Seção 2.1.5.
- Demanda contratada na ponta (kW): utilização do sistema de distribuição no horário de ponta (normalmente das 18h às 21h).
- Demanda contratada fora de ponta (kW): utilização do sistema de distribuição no horário fora de ponta (normalmente das 0h às 18h e das 21h às 24h).
- Consumo na ponta (MWh): energia consumida no horário de ponta.
- Consumo fora de ponta (MWh): energia consumida no horário fora de ponta.
- Impostos e tributos: ICMS e PIS/CONFINS.

### **3.3. Análise da viabilidade técnica**

Para que ocorra a confirmação da viabilidade técnica é necessária a verificação da demanda contratada, data e tensão de conexão à rede. Conforme comentado na Seção 2.2.3.1, um agente que tiver demanda maior ou igual que 500 kW e seja do grupo A (tensão de fornecimento superior a 2,3 kV), ele pode ser um consumidor especial, enquanto que, se ele possuir demanda maior ou igual a 2.500 kW, o agente pode se considerar um consumidor livre (conforme a data que o mesmo foi conectado).

Se o consumidor analisar a data, tensão de conexão à rede e se enquadrar na demanda mínima contratada, a viabilidade técnica é confirmada e pode-se iniciar a análise de viabilidade econômica, que também é necessário utilizar os dados obtidos da fatura de energia.

### **3.4. Análise da viabilidade econômica**

A análise econômica será desenvolvida a partir da comparação dos custos do Ambiente de Contratação Livre com o Ambiente de Contratação Regulado, sendo assim, necessário obter algumas informações da unidade consumidora, como:

- Classe tarifária;
- Distribuidora;
- Perfil de Consumo;
- Demanda;
- Dados de geração, caso o consumidor utilize um grupo de geradores no horário de ponta;
- Preço da energia encontrado no Ambiente de Contratação Livre;
- Custos transacionais na CCEE e encargos setoriais;
- Remuneração da empresa Gestora, que irá assessorar o consumidor no ACL, sendo considerado no presente trabalho um valor hipotético de gestão de R\$ 3.500,00 mensais.

As informações e equações necessárias para a análise econômica foram descritas nas seções anteriores, sendo assim, pode-se avaliar a viabilidade de migração para o Ambiente de Contratação Livre, conforme demonstrado nas Figuras 13 e 14:

Cativo	2020	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
	Demanda Ponta				
	Demanda Fora Ponta				
	TUSD Ponta				
	TUSD Fora Ponta				
	TE Consumo Ponta				
	TE Consumo Fora Ponta				
	Consumo Ponta Gerador				
	PIS/COFINS				
	<b>Sub-total</b>				
	ICMS				
	Crédito ICMS - 100%				
	<b>Total</b>				

Figura 13: Custos com o Ambiente de Contratação Regulado.

Tipo de Energia	2020	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
	Demanda Ponta				
	Demanda Fora Ponta				
	TUSD Ponta				
	TUSD Fora Ponta				
	PIS/COFINS				
	<b>Sub-total</b>				
	Dedução Desconto Livre				
	ICMS Dist. E ICMS Subvenção Tributária				
	ICMS Energia				
	Crédito ICMS - 100%				
	<b>Total Distribuição</b>				
	Energia Livre (CG-Perdas-PROINFA)				
	Encargos				
	Rem. Fixa				
	<b>Sub-total</b>				
	<b>Total Custo Livre</b>				

Figura 14: Custos com o Ambiente de Contratação Livre.

Para realizar a análise, foram considerados os preços de energia elétrica atuais de mercado, onde os mesmos estão demonstrados na Tabela 7:

Tabela 7: Preços de energia.

<b>Ano</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Convencional</b>	R\$ 215,00 / MWh	R\$ 195,00 / MWh	R\$ 175,00 / MWh	R\$ 165,00 / MWh
<b>Incentivada 50 %</b>	R\$ 255,00 / MWh	R\$ 230,00 / MWh	R\$ 210,00 / MWh	R\$ 195,00 / MWh
<b>Incentivada 100 %</b>	R\$ 355,00 / MWh	R\$ 330,00 / MWh	R\$ 310,00 / MWh	R\$ 295,00 / MWh

Fonte: COMERC, 2019.

A partir da análise de viabilidade econômica, finaliza-se a metodologia do presente trabalho, obtendo-se os custos totais dos dois ambientes e realizando a comparação, analisando se a migração para o Ambiente de Contratação Livre é viável economicamente para o consumidor de estudo.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para o desenvolvimento do presente trabalho, foi considerado o perfil de consumo de um centro de eventos, localizado no Rio Grande do Sul, que opera no Mercado Cativo e é atendido pela distribuidora RGE SUL.

O consumidor possui as seguintes características:

- Distribuidora: RGE Sul;
- Classe de Tensão: A4-Verde;
- Classificação: Comercial – ICMS de 30 %;
- Demanda: 2000 kW;
- Utiliza gerador no horário de ponta;
- Não credita ICMS.

Além do perfil de consumo do Centro de Eventos, é necessário obter as tarifas da distribuidora, para realizar o detalhamento do consumidor no ACR. As tarifas da RGE Sul presentes na resolução homologatória, classe de tensão A4, estão demonstradas na Figura 15:

MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
			TUSD		TE	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
VERDE	NA	NA	20,38	0,00	0,00	20,40	0,00	0,00
		P	0,00	824,88	426,28	0,00	812,64	360,28
		FP	0,00	82,03	255,81	0,00	70,58	223,86

Figura 15: Tarifas de aplicação e base econômica para o grupo a (RGE Sul). Fonte: ANEEL, 2019.

Para realizar o detalhamento do consumidor no ACL, são necessários os preços de energia presentes no mercado, ressalta-se que para o consumidor é inviável tecnicamente adquirir energia convencional, sendo que o mesmo possui 2000 kW de demanda. A partir de janeiro de 2020, esse mesmo consumidor poderá adquirir energia convencional, sendo assim, necessário reavaliar o tipo de energia escolhida.

Após a obtenção das informações de mercado, inicia-se a análise a partir dos seguintes dados de entrada:

Tabela 8: Dados de medição para análise.

<b>Mês</b>	<b>Demanda Contratada P [kW]</b>	<b>Demanda Contratada FP [kW]</b>	<b>Consumo P [MWh]</b>	<b>Consumo FP [MWh]</b>	<b>Consumo Total [MWh]</b>
<b>Set/2019</b>	0	2000	7,42	60,74	68,16
<b>Ago/2019</b>	0	2000	4,34	39,68	44,02
<b>Jul/2019</b>	0	2000	3,64	35,54	39,19
<b>Jun/2019</b>	0	2000	21,97	185,21	207,18
<b>Mai/2019</b>	0	2000	5,26	49,54	54,80
<b>Abr/2019</b>	0	2000	4,79	40,78	45,56
<b>Mar/2019</b>	0	2000	24,70	160,50	185,20
<b>Fev/2019</b>	0	2000	3,42	39,58	42,99
<b>Jan/2019</b>	0	2000	3,04	33,09	36,13
<b>Dez/2018</b>	0	2000	2,72	31,02	33,74
<b>Nov/2018</b>	0	2000	3,01	33,23	36,24
<b>Out/2018</b>	0	2000	4,47	43,06	47,53

Fonte: COMERC, 2019.

Com a análise do perfil de consumo, se obtêm uma média de 7,407 MWh de Consumo na Ponta por mês, e uma média de 62,790 MWh de Consumo na Fora Ponta por mês.

#### 4.1. Análise da Viabilidade Técnica e Econômica

Conforme demonstrado anteriormente, para viabilizar a migração do consumidor para o Ambiente de Contratação Livre, é solicitado que o mesmo possua uma demanda contratada de no mínimo 500 kW. O Centro de Eventos possui 2000 kW de demanda contratada, sendo assim, viável a migração do ponto de vista técnico.

Após a análise técnica, será realizada a análise econômica, onde foram utilizados os dados do perfil de consumo do Centro de Eventos, tarifas da distribuidora e os preços de energia presentes no mercado, como demonstrado na seção anterior.

No cenário atual do Mercado Livre de Energia, o Centro de Eventos obrigatoriamente se classifica como Consumidor Especial, sendo que o mesmo possui 2000 kW de demanda. A partir de janeiro de 2020, conforme a Portaria Nº 514, de 27 de dezembro de 2018, o Centro de Eventos se enquadrará como Consumidor Livre, podendo assim, optar por fontes incentivadas ou convencionais.

Após compreendido o perfil de consumo, as tarifas aplicadas pela distribuidora e os preços de energia, pode-se realizar a comparação dos custos no Ambiente de Contratação Regulado e no Ambiente de Contratação Livre, considerando os 3 cenários descritos a seguir:

- Cenário 1: Energia Incentivada 50 %;
- Cenário 2: Energia Incentivada 100 %;
- Cenário 3: Energia Convencional – Visando a atualização da resolução.

Para apresentar os cálculos, foram utilizados os valores de 7,407 MWh e 62,790 MWh, para o consumo na ponta e na fora ponta, respectivamente, que são os valores das médias dos 12 meses de dados obtidos. Os cálculos de comparação dos dois ambientes nos diferentes cenários estão demonstrados nas Figuras 16, 17 e 18:

Análise de Viabilidade - Economia Prevista									
Incentivada 50%		Bandeira Verde		Bandeira Amarela		Bandeira Vermelha 1		Bandeira Vermelha 2	
2020	R\$ 255,00	R\$ 16.480,71	15,96%	R\$ 17.933,13	17,12%	R\$ 20.353,83	18,99%	R\$ 22.290,38	20,43%
2021	R\$ 230,00	R\$ 19.000,28	18,40%	R\$ 20.452,70	19,53%	R\$ 22.873,40	21,35%	R\$ 24.809,95	22,74%
2022	R\$ 210,00	R\$ 21.015,94	20,35%	R\$ 22.468,36	21,45%	R\$ 24.889,05	23,23%	R\$ 26.825,61	24,59%
2023	R\$ 195,00	R\$ 22.527,68	21,81%	R\$ 23.980,10	22,90%	R\$ 26.400,80	24,64%	R\$ 28.337,35	25,97%

Figura 16: Resultados obtidos no Cenário 1.

Análise de Viabilidade - Economia Prevista									
Incentivada 100%		Bandeira Verde		Bandeira Amarela		Bandeira Vermelha 1		Bandeira Vermelha 2	
2020	R\$ 355,00	R\$ 29.533,57	28,59%	R\$ 30.985,99	29,58%	R\$ 33.406,69	31,17%	R\$ 35.343,25	32,40%
2021	R\$ 330,00	R\$ 32.053,14	31,03%	R\$ 33.505,56	31,99%	R\$ 35.926,26	33,53%	R\$ 37.862,82	34,71%
2022	R\$ 310,00	R\$ 34.068,80	32,98%	R\$ 35.521,22	33,91%	R\$ 37.941,91	35,41%	R\$ 39.878,47	36,55%
2023	R\$ 295,00	R\$ 35.580,54	34,45%	R\$ 37.032,96	35,36%	R\$ 39.453,66	36,82%	R\$ 41.390,22	37,94%

Figura 17: Resultados obtidos no Cenário 2.

Análise de Viabilidade - Economia Prevista									
Convencional		Bandeira Verde		Bandeira Amarela		Bandeira Vermelha 1		Bandeira Vermelha 2	
2020	R\$ 215,00	-R\$ 2.619,12	-2,54%	-R\$ 1.166,70	-1,11%	R\$ 1.253,99	1,17%	R\$ 3.190,55	2,92%
2021	R\$ 195,00	-R\$ 603,47	-0,58%	R\$ 848,95	0,81%	R\$ 3.269,65	3,05%	R\$ 5.206,21	4,77%
2022	R\$ 175,00	R\$ 1.412,19	1,37%	R\$ 2.864,61	2,74%	R\$ 5.285,31	4,93%	R\$ 7.221,87	6,62%
2023	R\$ 165,00	R\$ 2.420,02	2,34%	R\$ 3.872,44	3,70%	R\$ 6.293,14	5,87%	R\$ 8.229,69	7,54%

Figura 18: Resultados obtidos no Cenário 3.

Em todos os cenários foi considerado a utilização de um grupo de geradores no horário de ponta, suprindo cerca de 98 % desse consumo. Nos resultados obtidos, é possível observar a economia mensal nas diferentes bandeiras tarifárias, demonstrando qual o tipo de energia mais viável economicamente para esse perfil de consumidor.

A partir dos resultados obtidos, observa-se que a Energia Incentiva 100 % proporciona a maior redução com os custos relacionados à energia, reduzindo mensalmente cerca de 28 % no primeiro ano, sendo assim, o Cenário 2 se mostrou mais viável economicamente, em relação aos outros cenários, para esse perfil de consumidor. O detalhamento dos cálculos está demonstrado na Figura 19 e 20, onde foram detalhados os cálculos referentes a utilização da Energia Incentivada 100 %, no ano de 2020.

Cativo	2020	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
	Demanda Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Demanda Fora Ponta	R\$ 40.760,00	R\$ 40.760,00	R\$ 40.760,00	R\$ 40.760,00
	TUSD Ponta	R\$ 122,20	R\$ 122,20	R\$ 122,20	R\$ 122,20
	TUSD Fora Ponta	R\$ 5.150,66	R\$ 5.150,66	R\$ 5.150,66	R\$ 5.150,66
	TE Consumo Ponta	R\$ 63,15	R\$ 65,37	R\$ 69,07	R\$ 72,04
	TE Consumo Fora Ponta	R\$ 16.062,31	R\$ 17.004,16	R\$ 18.573,91	R\$ 19.829,71
	Consumo Ponta Gerador	R\$ 7.658,10	R\$ 7.658,10	R\$ 7.658,10	R\$ 7.658,10
	PIS/COFINS	R\$ 4.781,41	R\$ 4.854,03	R\$ 4.975,07	R\$ 5.071,89
	<b>Sub-total</b>	<b>R\$ 74.597,83</b>	<b>R\$ 75.614,52</b>	<b>R\$ 77.309,01</b>	<b>R\$ 78.664,60</b>
	ICMS	R\$ 28.688,46	R\$ 29.124,18	R\$ 29.850,39	R\$ 30.431,36
	Crédito ICMS - 100%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	<b>Total</b>	<b>R\$ 103.286,28</b>	<b>R\$ 104.738,70</b>	<b>R\$ 107.159,40</b>	<b>R\$ 109.095,96</b>

Figura 19: Custos mensais no Ambiente de Contratação Regulado em 2020.

Incentivada 100%	2020	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
	Demanda Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	Demanda Fora Ponta	R\$ 40.760,00	R\$ 40.760,00	R\$ 40.760,00	R\$ 40.760,00
	TUSD Ponta	R\$ 6.109,89	R\$ 6.109,89	R\$ 6.109,89	R\$ 6.109,89
	TUSD Fora Ponta	R\$ 5.150,66	R\$ 5.150,66	R\$ 5.150,66	R\$ 5.150,66
	PIS/COFINS	R\$ 4.001,58	R\$ 4.001,58	R\$ 4.001,58	R\$ 4.001,58
	<b>Sub-total</b>	<b>R\$ 56.022,13</b>	<b>R\$ 56.022,13</b>	<b>R\$ 56.022,13</b>	<b>R\$ 56.022,13</b>
	Dedução Desconto Livre	-R\$ 46.262,29	-R\$ 46.262,29	-R\$ 46.262,29	-R\$ 46.262,29
	ICMS Dist. E ICMS Subvenção Tributária	R\$ 24.009,48	R\$ 24.009,48	R\$ 24.009,48	R\$ 24.009,48
	ICMS Energia	R\$ 10.733,37	R\$ 10.733,37	R\$ 10.733,37	R\$ 10.733,37
	Crédito ICMS - 100%	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	<b>Total Distribuição</b>	<b>R\$ 44.502,70</b>	<b>R\$ 44.502,70</b>	<b>R\$ 44.502,70</b>	<b>R\$ 44.502,70</b>
	Energia Livre (CG-Perdas-PROINFA)	R\$ 25.044,53	R\$ 25.044,53	R\$ 25.044,53	R\$ 25.044,53
	Encargos	R\$ 705,48	R\$ 705,48	R\$ 705,48	R\$ 705,48
	Rem. Fixa	R\$ 3.500,00	R\$ 3.500,00	R\$ 3.500,00	R\$ 3.500,00
	<b>Sub-total</b>	<b>R\$ 29.250,01</b>	<b>R\$ 29.250,01</b>	<b>R\$ 29.250,01</b>	<b>R\$ 29.250,01</b>
	<b>Total Custo Livre</b>	<b>R\$ 73.752,71</b>	<b>R\$ 73.752,71</b>	<b>R\$ 73.752,71</b>	<b>R\$ 73.752,71</b>

Figura 20: Custos mensais no Ambiente de Contratação Livre do Cenário 2 em 2020.

Como é possível analisar, por se tratar de um consumidor enquadrado na modalidade horossazonal verde, a utilização da Energia Incentivada 100 % fornece o desconto nas tarifas de demanda fora ponta e TUSD ponta no Ambiente de Contratação Livre, reduzindo consideravelmente o valor pago à distribuidora.

O potencial de economia do Centro de Eventos, migrando para o Ambiente de Contratação Livre no ano de 2020, com Energia Incentivada 100 %, está representado na Tabela 9:

Tabela 9: Potencial de economia projetada anualmente.

<b>Ano</b>	<b>Economia Mensal</b>	<b>Economia Anual</b>
<b>2020</b>	R\$ 29.533,57	R\$ 354.402,85
<b>2021</b>	R\$ 32.053,14	R\$ 384.637,70
<b>2022</b>	R\$ 34.068,80	R\$ 408.825,58
<b>2023</b>	R\$ 35.580,54	R\$ 426.966,49

A partir da análise econômica, pode-se projetar um potencial de economia até 2023 de cerca de R\$ 1.500.000,00 na bandeira verde, sendo assim, atrativo para o Centro de Eventos a migração para o Ambiente de Contratação Livre. Nos cálculos do potencial de economia até 2023 estão sendo considerados as parcelas de Tarifa do Uso da Distribuição, Demanda Contratada, Tarifa de Energia, Encargos, serviço da Gestora, impostos e o desconto atrelado a Energia Incentivada.

A análise técnica é extremamente importante para comprovar a viabilidade econômica, sendo necessário analisar se a subestação precisa de modificações. Outro ponto importante ligado ao potencial de economia, está relacionado aos preços de energia elétrica encontrados no mercado, sendo necessário analisar qual o melhor momento de contratação dessa energia.

Ressalta-se que os resultados obtidos são referentes ao perfil de consumo do caso de estudo, especificamente desse consumidor, as tarifas aplicadas pela distribuidora que o mesmo se encontra e os preços de energia praticados no mercado na primeira semana de novembro de 2019, sendo inviável a extrapolação dos resultados obtidos para qualquer outro consumidor potencialmente livre.

## 5. CONCLUSÃO

O presente estudo procurou contribuir para as discussões sobre o mercado livre de energia. Para tanto realizou uma análise técnica e econômica por meio de um estudo de caso de um Centro de Eventos, localizado no Rio Grande do Sul, para o Ambiente de Contratação Livre.

No Ambiente de Contratação Regulada, o consumidor fica exposto aos reajustes das tarifas de energia, bandeiras tarifárias e também possui o maior preço de energia elétrica no horário de ponta. Em contrapartida, no Ambiente de Contratação Livre o consumidor tem liberdade de negociar preços de energia, prazos e condições, diretamente com o fornecedor, além de não ficar exposto as variáveis citadas anteriormente no Ambiente de Contratação Regulada, proporcionando maior previsibilidade orçamentária.

Com a aplicação da Metodologia para o Centro de Eventos, pode-se observar um potencial de economia de cerca de 28 % por mês, em um cenário conservador, sendo economizados cerca de R\$ 29.500,00 mensais. Ressalta-se que, os resultados obtidos estão baseados na condição de vigência da bandeira verde, ou seja, sem acréscimos nas tarifas de energia impostas no Ambiente de Contratação Regulado, sendo assim, considerada uma análise conservadora.

Atualmente, o Ambiente de Contratação Livre é uma possibilidade interessante para os consumidores que atendem os requisitos técnicos, ou seja, que possuem a demanda contratada da unidade consumidora, ou conjunto de unidades consumidoras localizadas em área contígua ou sob mesma raiz de CNPJ, ser maior ou igual a 500 kW.

Durante o desenvolvimento do estudo de caso, ficou evidente a importância de realizar a escolha do tipo de energia que fornece o melhor potencial de economia e da estratégia de contratação mais adequada para o perfil do consumidor, além das inúmeras vantagens, como redução de custos, previsibilidade orçamentária, proteção contra as bandeiras tarifárias e horário de ponta, que o Ambiente de Contratação Livre proporciona para os consumidores desse ambiente.

## Trabalhos Futuros

Como possíveis trabalhos futuros, pode-se apontar:

- Análise da viabilidade técnica e econômica da implementação de uma usina de geração fotovoltaica, modelando o Centro de Eventos como uma Agente Autoprodutor.
- Análise das possíveis modificações que podem ocorrer no Mercado Livre de Energia, como: mudanças relacionadas a legislação, novas fontes de energia elétrica, atualização das tarifas da distribuidora, preços da energia elétrica, entre outros fatores que podem influenciar na análise técnica e econômica do estudo de caso.

## Referências

ABRACEEL (Brasil). Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **MERCADO LIVRE**. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/mercado-livre/>>. Acesso em: 15 set. 2019.

ABRACEEL (Brasil). Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **MERCADO LIVRE: O papel da comercializadora no mercado livre**. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/mercado-livre/>>. Acesso em: 15 set. 2019.

ABRADEE (Brasil). Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **REDES DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 15 out. 2019.

ALMEIDA, José Álvaro Jardim de. **P&D NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UM ESTUDO DE CASO NA COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO**. 2008. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Economia, Programa de Pós-graduação em Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **ASPECTOS INSTITUCIONAIS: TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos\\_institucionais/2\\_3.htm](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/aspectos_institucionais/2_3.htm)>. Acesso em: 27 set. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **BANDEIRAS TARIFÁRIAS**. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias> >. Acesso em: 27 set. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG - BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 18 out. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **ENTENDENDO A TARIFA**. Disponível em: < <https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa> >. Acesso em: 27 set. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL –**

**PRODIST:** Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3\\_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>. Acesso em: 25 out. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO ANEEL Nº 456, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2000.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Resolucao%20456%20aneel.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.557, DE 11 DE JUNHO DE 2019.** 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192557ti.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2019.

ANEEL (Brasil). Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 109, DE 26 DE OUTUBRO DE 2004.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 24 out. 2019.

BRASIL. Constituição (2002). Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. **Lei no 10.637, de 30 de Dezembro de 2002.** BRASÍLIA, 30 dez. 2002.

BRASIL. Constituição (2003). Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. **Lei no 10.833, de 29 de Dezembro de 2003.** BRASÍLIA, 29 dez. 2003.

BRASIL. Constituição (2004). Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Decreto no 5.163, de 30 de Julho de 2004.** BRASÍLIA, 30 Jul. 2004.

BRASIL. Constituição (2004). Lei nº 10.865, de 30 de abril de 2004. Dispõe sobre a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social incidentes

sobre a importação de bens e serviços e dá outras providências. **Lei no 10.865, de 30 de Abril de 2004**. BRASÍLIA, 30 Abr. 2004.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **COMERCIALIZAÇÃO**. Disponível em: < [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/comercializacao?\\_adf.ctrl-state=ay99m1aef\\_5&\\_afLoop=943707623177376](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_adf.ctrl-state=ay99m1aef_5&_afLoop=943707623177376) >. Acesso em: 21 out. 2019.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **COMO SE DIVIDEM**. Disponível em: < [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/quem-participa/como\\_se\\_dividem?\\_adf.ctrl-state=ay99m1aef\\_78&\\_afLoop=945876120490092#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-participa/como_se_dividem?_adf.ctrl-state=ay99m1aef_78&_afLoop=945876120490092#!) >. Acesso em: 21 out. 2019.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **SETOR ELÉTRICO**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=ay99m1aef\\_5&\\_afLoop=942978031952017#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=ay99m1aef_5&_afLoop=942978031952017#!)>. Acesso em: 21 out. 2019.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **AMBIENTE LIVRE E AMBIENTE REGULADO**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?\\_adf.ctrl-state=zz0wlood5\\_5&\\_afLoop=940311957577132#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado?_adf.ctrl-state=zz0wlood5_5&_afLoop=940311957577132#!)>. Acesso em: 20 out. 2019.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **CONTA BANDEIRAS – BANDEIRAS TARIFÁRIAS**. Disponível em: < [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/contas/conta\\_bandeira?\\_afLoop=271553355764862&\\_adf.ctrl-state=13n0ykjign\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D271553355764862%26\\_adf.ctrl-state%3D13n0ykjign\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_bandeira?_afLoop=271553355764862&_adf.ctrl-state=13n0ykjign_1#!%40%40%3F_afLoop%3D271553355764862%26_adf.ctrl-state%3D13n0ykjign_5) >. Acesso em: 20 out. 2019.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **OBRIGAÇÕES FISCAIS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA: CONSUMIDORES LIVRES E ESPECIAIS**. 3. ed. São Paulo: Ccee, 2018. 39 p.

CCEE (Brasil). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **SETOR ELÉTRICO: ENTENDA O MODELO BRASILEIRO**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/setor\\_eletrico?\\_adf.ctrl-state=e5z9n1z7\\_5&\\_afLoop=863184269510491#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=e5z9n1z7_5&_afLoop=863184269510491#!)>. Acesso em: 10 out. 2019.

CHAVES, Giorgia Laysa Pergher. **METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DE UM HOSPITAL UNIVERSITÁRIO**. 2017. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2017.

COMERC ENERGIA. (2019). Material disponibilizado pela empresa Comerc Energia. Bento Gonçalves, Brasil.

CUBEROS, Fábio Luiz. **NOVO MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: ANÁLISE DOS MECANISMOS DE MITIGAÇÃO DE RISCOS DE MERCADO DAS DISTRIBUIDORAS**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ELETROBRAS (Brasil). Eletrobras. **TRANSMISSÃO DE ENERGIA**. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Transmissao-de-Energia.aspx>>. Acesso em: 17 out. 2019.

EPE (Brasil). Empresa de Pesquisa Energética. **ESTIMATIVA DA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SIN: APLICAÇÕES NO HORÁRIO DE PONTA**. 2015. Disponível em: <<http://www.ifba.edu.br/professores/armando/Eng531/Unid%20I/DEA%2001%20-%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda%20no%20Hor%C3%A1rio%20de%20Ponta.pdf>>. Acesso em: 21 out. 2019.

EPE (Brasil). Empresa de Pesquisa Energética. **EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**. Disponível em: < <http://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao> >. Acesso em: 20 set. 2019.

EPE (Brasil). Empresa de Pesquisa Energética. **MATRIZ ENERGÉTICA E ELÉTRICA**. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 20 set. 2019.

MARTINS, Adriano. **O MERCADO LIVRE DE ENERGIA NO BRASIL: O ESTUDO DE CASO DE UM CONSUMIDOR POTENCIALMENTE LIVRE**. 2016. 55 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

MME (Brasil). Ministério de Minas e Energia. **MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA**. Disponível em:

<[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel\\_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2019.

MME (Brasil). Ministério de Minas e Energia. **PORTARIA Nº 514, DE 27 DE DEZEMBRO DE 2018**. 2018. Disponível em: <[http://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754](http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754)>. Acesso em: 24 out. 2019.

ONS (Brasil). Operador Nacional do Sistema Elétrico. **MAPAS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 15 set. 2019.

ONS (Brasil). Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O SISTEMA EM NÚMEROS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 15 set. 2019.

ONS (Brasil). Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 15 set. 2019.

SANTOS, Felipe Marques. **SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: HISTÓRICO, ESTRUTURA E ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SETOR**. 2015. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energia, Campus Araranguá, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2015.