



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS
CAMPUS DE PALMAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIELA DE SOUSA

**MERCADO LIVRE DE ENERGIA:
UM ESTUDO COMPARATIVO**

Palmas
2019

FOLHA DE APROVAÇÃO

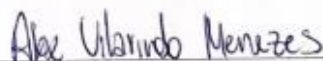
GABRIELA DE SOUSA

MERCADO LIVRE DE ENERGIA:
Um estudo comparativo

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica para obtenção do título de Bacharel e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Data de aprovação: 12 / 04 / 19

Banca Examinadora



Prof. Me. Alex Vilarindo Menezes, UFT.


Prof. Me. Alcy Monteiro Júnior, UFT.


Prof. Me. Gisele Souza Parmezani Marinho, UFT.

Palmas-TO, 2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins

S725m Sousa, Gabriela.

Mercado Livre de Energia: Um Estudo Comparativo . / Gabriela Sousa. –
Palmas, TO, 2019.

52 f.

Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus
Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2019.

Orientador: Alex Vilarindo Menezes

1. Mercado Livre de Energia. 2. Ambiente de Contratação Livre ACL. 3.
Ambiente de Contratação Regulado ACR. 4. Tarifas de Energia. I. Título

CDD 621.3

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizado desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

RESUMO

Sendo a energia elétrica um dos principais insumos de uma cadeia de produção, seus custos refletem diretamente sobre a economia. O mercado livre de energia surge como a opção que pode se revelar mais barata. Com sua ascensão, faz-se necessária a exposição de informações acerca de seus preços e valores, para que melhores decisões sejam tomadas. Este trabalho, com objetivo de estudo comparativo, quantifica a economia que pode ser alcançada quando a energia de um empreendimento é comprada no ambiente de contratação livre ao invés do ambiente de contratação regulado. Para isso, são exibidos valores das tarifas nesses dois ambientes, além de serem calculados os preços da fatura para os dois casos.

Palavras-chaves: Mercado livre de energia. Energia elétrica. Tarifas

ABSTRACT

Since electricity is one of the main inputs of a production chain, its costs reflect directly on the economy. The free market for energy emerges as the option that may prove to be cheaper. With its rise, it is necessary to expose information about its prices and values, so that better decisions are made. This work, with the objective of comparative study, quantifies the economy that can be achieved when the energy of an enterprise is purchased in the free contracting environment instead of the regulated contracting environment. To do this, tariff values are displayed in these two environments, in addition to calculating the prices of the invoice for both cases.

Key-words: Free energy Market. Electrical energy. Rates

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Estrutura do SEB..... | 15 |
| Figura 2 – Custos inclusos na tarifa..... | 16 |
| Figura 3 – Tarifa no ACR..... | 21 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|---|----|
| Quadro 1 – Finalidade dos encargos setoriais..... | 18 |
| Quadro 2 – Tarifas Modalidade Horária Verde, em R\$/kW..... | 25 |
| Quadro 3 – Tarifas Modalidade Horária Azul, em R\$/kW..... | 27 |
| Quadro 4 – Passos para migração ao Mercado Livre de Energia..... | 34 |
| Quadro 5 – Tarifas de Aplicação para o Grupo A..... | 35 |
| Quadro 6 – Alíquotas de impostos no estado do Tocantins no ano de 2019..... | 38 |
| Quadro 7 - Preços no Tocantins, março de 2019, subgrupo A4, modalidade horária azul | 38 |
| Quadro 8 – Valores faturados no ACR..... | 39 |
| Quadro 9 – Dados do faturamento..... | 41 |
| Quadro 10 – Valor da fatura paga à Distribuidora..... | 42 |
| Quadro 11 – Valores faturados, modalidade horária verde..... | 44 |
| Quadro 12 – Tarifas com e sem impostos do mês de março de 2019 para Grupo A..... | 44 |
| Quadro 13 – Fatura hipotética, março de 2019, modalidade verde..... | 45 |
| Quadro 14 – TUSD para subgrupo A, março de 2019, modalidade horária verde..... | 46 |
| Quadro 15 – Fatura a ser paga para a distribuidora..... | 46 |
| Quadro 16 – Valores totais a serem pagos pelo consumidor..... | 47 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|----------|--|
| ABRACEEL | Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia |
| ACL | Ambiente de contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulada |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| APE | Autoprodutor de Energia |
| CCEAL | Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CDE | Conta de Desenvolvimento Energético |
| CFURH | Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos |
| CMO | Custo Marginal de Operação |
| CMSE | Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico |
| CNPE | Conselho Nacional de Política Energética |
| COFINS | Contribuição para Financiamento da Seguridade Social |
| DIT | Demais Instalações de Transmissão |
| EER | Energia de Reserva |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| ESS | Encargos de Serviços do Sistema |
| ETO | Energisa Tocantins |
| ICMS | Imposto sobre Circulação de Mercadorias |
| IRT | Índice de Reajuste Tarifário |
| MCP | Mercado de Curto Prazo |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| P&D | Pesquisa e Desenvolvimento |
| PEE | Programa de Eficiência Energética |
| PIB | Produto Interno Bruto |
| PIS | Programa de Integração Social |
| PLD | Preço de Liquidação das Diferenças |
| PND | Programa Nacional de Desestatização |
| PROINFA | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| PRORET | Procedimentos de Regulação Tarifária |
| REH | Resolução Homologatória |
| RN | Resolução Normativa |
| SCL | Sistema de Contabilização e Liquidação |
| SEB | Setor Elétrico Brasileiro |
| SI | Sistemas Isolados |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SINTREL | Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica |
| TE | Tarifa de Energia |
| TFSEE | Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica |
| TUSD | Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição |
| TUST | Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão |
| UC | Unidade Consumidora |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 10 |
| 1.1 | PROBLEMA DE PESQUISA | 11 |
| 1.2 | OBJETIVOS | 11 |
| 1.2.1 | Objetivo Geral | 11 |
| 1.2.2 | Objetivos Específicos | 12 |
| 1.3 | METODOLOGIA | 12 |
| 1.4 | ESTRUTURA DO TRABALHO | 12 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 13 |
| 2.1 | BREVE HISTÓRICO DAS TARIFAS NO BRASIL | 13 |
| 2.2 | ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO | 14 |
| 2.3 | COMPONENTES DA TARIFA | 16 |
| 2.3.1 | Parcela A | 17 |
| 2.3.2 | Parcela B | 19 |
| 2.3.3 | Sistema de Bandeiras Tarifárias | 21 |
| 2.4 | CONCEITOS IMPORTANTES | 22 |
| 2.5 | VALORES DAS TARIFAS NO ESTADO DO TOCANTINS | 24 |
| 2.5.1 | Modalidade Tarifária Convencional Binômia | 24 |
| 2.5.2 | Modalidade Tarifária Horária Verde | 25 |
| 2.5.3 | Modalidade Tarifária Horária Azul | 26 |
| 3 | MERCADO LIVRE DE ENERGIA | 29 |
| 3.1 | VANTAGENS E RISCOS | 29 |
| 3.2 | CONTRATOS | 31 |
| 3.3 | ESTRATÉGIAS DOS CONSUMIDORES | 34 |
| 3.4 | ETAPAS DE MIGRAÇÃO | 34 |
| 4 | ESTUDO DE CASO | 36 |
| 4.1 | CARACTERIZAÇÃO DO CONSUMIDOR | 38 |
| 4.2 | VALORES NO ACR | 38 |
| 4.3 | VALORES NO ACL | 40 |
| 4.3.1 | Itens do CCEAL | 40 |
| 4.3.2 | Valor da fatura no ACL | 42 |
| 4.4 | ESTUDO COMPLEMENTAR | 44 |
| 4.4.1 | Valor no ACR | 44 |
| 5 | CONCLUSÕES | 49 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 50 |

1 INTRODUÇÃO

Por participar ativamente da cadeia de produção de um país, a energia elétrica deve ser assunto constante nas políticas e estratégias governamentais.

Segundo informações disponíveis no portal online Memória da Eletricidade (2017), a primeira experiência brasileira em serviços de energia elétrica pública aconteceu ainda no ano de 1879, quando Dom Pedro II permitiu que Thomas Alva Edison utilizasse seus aparelhos para iluminar a Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, atual Estrada de Ferro Central do Brasil, na cidade do Rio de Janeiro.

Nos anos que seguiram, o serviço teve pouca interferência governamental, sendo as empresas livres para estabelecer suas tarifas com base no preço do ouro. Mas isso teve fim no governo Getúlio Vargas, quando a União ficou autorizada a controlar de maneira rígida as atividades das concessionárias (CEMIG, 201-). Até o final da década de 1990, o setor elétrico contava com empresas, em sua grande maioria, estatais, com estruturas verticalizadas e pouca competitividade (CCEE, 201-). Esse é um dos fatores que contribuíam para baixa qualidade de energia e falta de investimentos no ramo.

O governo do ex-presidente Fernando Collor foi de fundamental importância para o assunto tratado, porque marca o início das privatizações do setor. Isso foi feito pela criação do Programa Nacional de Desestatização (PND), cujo objetivo era exatamente o de promover a desestatização das empresas públicas de vários setores, e do Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), que visava atribuir concorrência nos campos de geração, distribuição e comercialização da energia. As concessionárias de energia foram incluídas nos programas no ano de 1995 (CEMIG, 201-) e isso desverticalizou o setor, além de permitir investimentos privados, estimulando a competitividade no âmbito da eletricidade (CCEE, 201-).

Para estimular ainda mais a concorrência nesta esfera e, por conseguinte, sua melhora, em julho de 1995 foi promulgada a Lei Nº 9.074, que insere a definição de consumidor livre. Com ele, surge o Ambiente de Contratação Livre (ACL), além da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão regulamentado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja principal atribuição é assegurar a comercialização deste insumo.

No início do século XXI, precisamente em 2001, o país viveu sua pior crise energética, que levou a programas de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da

região Norte. Esse fato evidenciou a fragilidade do setor e impulsionou novos estudos a fim de revitalizar e aperfeiçoar o modelo vigente à época (RISKALLA, 2018).

No ACL, ou comumente, mercado livre de energia, o consumidor livre ou especial tem liberdade para escolher seu fornecedor de energia e negociar com ele (ABRACEEL, 2016).

Dentro deste contexto, este trabalho tem por finalidade explorar as instituições e políticas que competem a contratação de energia elétrica em ambiente livre, revelando custos e benefícios oferecidos por meio de um estudo de caso.

1.1 Problema de pesquisa

No Brasil, existem dois ambientes de contratação de energia, a saber: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o já citado ACL. No primeiro, o consumidor é dito “cativo” e paga preços fixos de tarifas estabelecidos pela ANEEL; no segundo, preços, prazos, montantes de energia e outras particularidades do contrato podem ser negociadas entre os agentes.

No período compreendido entre 2013 e 2016 o custo médio de energia elétrica para a indústria do ACR no Brasil cresceu 48,2% (FIRJAN, 2017). Além de ser um problema por si só, o alto custo com este insumo dificulta a competitividade em outros setores, já que minimiza os valores disponíveis para investimentos em outros âmbitos.

Para contornar esse problema, a migração para o ACL é a principal medida adotada pelas empresas de alta demanda energética (RISKALLA, 2018).

Assim sendo, neste trabalho serão calculados os custos com energia elétrica de uma empresa considerando as tarifas dos dois ambientes de contratação, a fim de se evidenciar os benefícios da participação no mercado livre de energia.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é explorar todos os componentes da fatura de energia elétrica no ACR e ACL a fim de que se obtenha os montantes que seriam gastos por uma Unidade Consumidora (UC) designada como objeto deste estudo de caso em cada um deles.

1.2.1 Objetivo Geral

Computar o valor da fatura de uma UC em cada um dos dois cenários de contratação de energia elétrica existentes.

1.2.2 Objetivos Específicos

A lista a seguir evidencia as etapas que serão seguidas ao longo deste texto:

- Explorar os componentes das tarifas do ACR;
- Calcular o montante da fatura de energia da UC com os números do ACR;
- Investigar custos da energia no ACL;
- Determinar o valor da fatura de energia da mesma UC com as quantias do ACL

1.3 Metodologia

Para que sejam atingidos todos os objetivos listados, a elaboração deste trabalho contou com pesquisas bibliográficas. Os principais meios de acesso a informação usados foram as plataformas online, em especial aquelas elaboradas pelas instituições participantes do setor elétrico brasileiro, como ANEEL, CCEE e Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL). Também foram consultadas as legislações pertinentes ao tema.

1.4 Estrutura Do Trabalho

O trabalho está organizado em cinco capítulos correlacionados. O Capítulo 1, Introdução, apresentou por meio de sua contextualização o tema proposto neste trabalho. Da mesma forma foram estabelecidos os resultados esperados por meio da definição de seus objetivos.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica que expõe os componentes do sistema de tarifação de energia elétrica no Brasil.

O Capítulo 3 apresenta explicações a respeito do ACL, com o propósito de informar e preparar o leitor para a sua utilização na parte seguinte.

No Capítulo 4 são aplicados os dois cenários possíveis para contratação de energia, bem como são apresentados os resultados que seriam obtidos em cada ambiente.

O Capítulo 5 disserta sobre as conclusões relacionando os objetivos identificados inicialmente com os resultados alcançados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção disponibilizará todos os conceitos técnicos necessários para o entendimento deste trabalho, ao passo que traz as informações pertinentes acerca do sistema de tarifação de energia elétrica do Brasil.

2.1 Breve histórico das tarifas no Brasil

Com a disponibilização de serviços elétricos públicos, surgiram também as tarifas de energia, que são preços pagos pelos consumidores com o objetivo de remunerar os prestadores do serviço de forma que lhes garanta renda suficiente para custear os gastos e incentivar a ampliação do serviço e sua qualidade (ANEEL, 2017).

A princípio, no Brasil Império, as tarifas eram reguladas de acordo com o mercado do ouro, as chamadas cláusula-ouro, e já tinham a finalidade de restituir os investidores, que eram estrangeiros (TÁCITO, 1984).

O setor não contou com muita interferência governamental até 1934, ano em que foi promulgado o Decreto N° 24.643/34, também chamado Código de Águas, documento que estabelecia a União como detentora do poder de permitir o uso da energia hidráulica e, dentre outras coisas, determinava estrutura tarifária que limitava o lucro das empresas do ramo em 10% do capital investido (ME, 2017).

Até a década de 1990, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tinha estrutura verticalizada, ou seja, a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram de responsabilidade de empresas estatais (RISKALLA, 2018). Esse tipo de arranjo, chamado de “modelo antigo”, tinha somente consumidores cativos, que são aqueles sem poder de escolha sobre seu fornecedor, e contava com falta de competição no mercado (CCEE, 201-), por esse motivo, tinha poucos investimentos e serviço de baixa qualidade.

Apesar de, a partir da década de 90, o setor passar a contar com a coexistência de empresas públicas e privadas, os investimentos na área não tiveram crescimento considerável. Além disso, houve aumento da demanda de energia, acompanhando a elevação do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro. Esses fatores, simplificados, foram os responsáveis pela maior crise energética do país (GARCIA, 2011).

Além das soluções urgentes do problema, foi implantado em 2004 o chamado “novo modelo”. Fundamentado nas Leis N° 10.847/04, 10.848/04 e no Decreto N° 5.163/04, essa nova estrutura possuía as seguintes características principais:

- Receber financiamentos públicos e privados;
- Segmentação das empresas de energia entre geração, transmissão e distribuição;
- Presença de empresas estatais e privadas;
- Competitividade no campo da geração e distribuição de energia;
- Consumidores livres e cativos;
- Ambiente de contratação dividido entre livre e regulado;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

As tarifas desse novo modelo são aplicadas no ACR, sendo os preços negociados livremente no ACL. Os dois ambientes serão explanados em capítulos posteriores.

2.2 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Para satisfazer os requisitos do novo modelo, foram criados a CCEE, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a EPE. Também pelo mesmo motivo sofreram alterações a ANEEL, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Ministério de Minas e Energia (MME).

Além dessas instituições, o SEB conta com os agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e a Eletrobras.

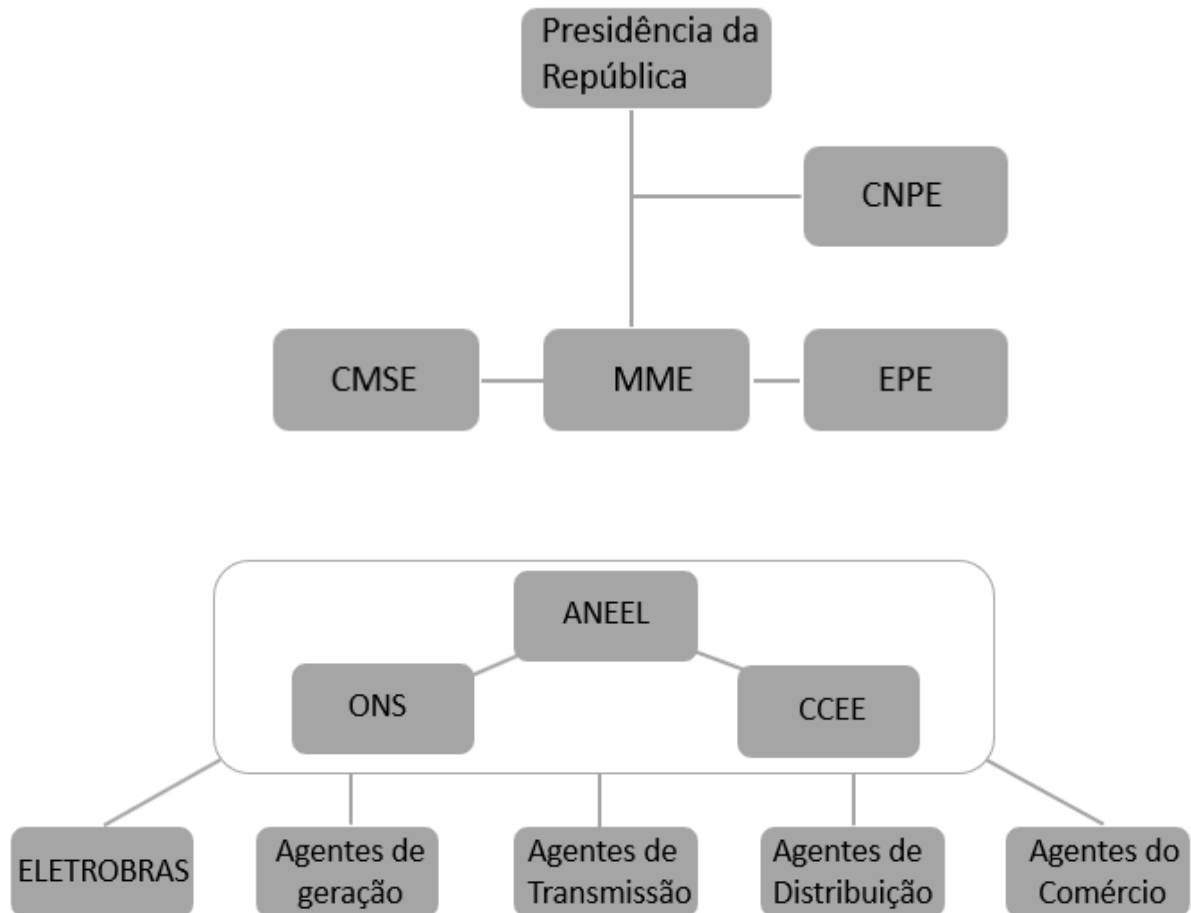
Abaixo estão brevemente caracterizadas as atribuições de todos os componentes supracitados:

- CNPE: assessora a presidência da república, ao passo que elabora políticas e instruções que garantam o acesso à energia elétrica de todas as áreas do país, assim como o montante necessário a curto, médio e longo prazo, determina diretrizes para programas de uso de energia oriunda de fontes que não sejam a hidráulica, especialmente o gás natural, como fonte de energia para atender indústrias (BRASIL, 1997);
- MME: dirige as políticas energéticas seguindo as diretrizes do CNPE, representa a União como Poder Concedente e nas políticas no campo das fontes energéticas e mantém o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica (BRASIL, 2016);
- CMSE: diretamente ligado ao MME, zela pelo monitoramento de energia elétrica do Brasil (BRASIL, 2004b);
- EPE: adjunta ao MME, desenvolve estudos e pesquisas acerca do setor de energia, assim como de suas fontes (BRASIL, 2004c);

- ANEEL: autarquia vinculada ao MME, regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, assim como estabelece suas tarifas (ANEEL, 201-);
- ONS: regulado e fiscalizado pela ANEEL, coordena e controla instalações de geração e transmissão de energia tanto no Sistema Interligado Nacional (SIN) quanto em Sistemas Isolados (SI) (ONS, 201-);
- CCEE: regula e viabiliza a compra e venda de energia elétrica no ACR e ACL (CCEE, 201-).

O modelo como está estruturado o setor pode ser observado na Figura 1:

Figura 1 – Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

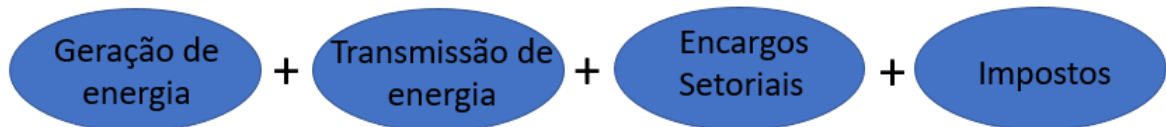


Fonte: Adaptado da CCEE

2.3 Componentes da tarifa

A tarifa de energia paga pelo consumidor no ACR é a soma de quatro parcelas, como exposto na Figura 2:

Figura 2 – Custos inclusos na tarifa



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2016

Os impostos cobrados são Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS), Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e Contribuição para Iluminação Pública, cujas alíquotas são de responsabilidade dos Governos Federal, Estadual e Municipal, respectivamente, sendo que PIS/COFINS sofrem variações mensais e todas elas são divulgadas pelas concessionárias.

Os valores das tarifas estabelecidos pela ANEEL não são diretamente aplicados ao montante de energia consumido dado que a eles são embutidos impostos cujas alíquotas dependem de setores que não pertencem ao elétrico.

Para se obter a o montante a ser pago pelo consumidor, usa-se uma metodologia denominada “por dentro” porque inclui as alíquotas em uma fórmula matemática, ao invés de aplicá-las diretamente sobre o valor total. A equação usada é a Equação (1).

$$V_{final} = \frac{V_{sem\ imposto}}{1-(PIS/PASEP+COFINS+ICMS)} \quad (1)$$

Em que:

V_{final} : valor da tarifa empregada na conta de energia, em Reais;

$V_{sem\ imposto}$: valor da tarifa imposta pela ANEEL, sem impostos, em Reais;

PIS/PASEP: alíquota do imposto PIS/PASEP;

COFINS: alíquota do COFINS divulgada pela concessionária;

ICMS: alíquota do ICMS, relativo ao Estado onde se encontra a UC.

As alíquotas referidas serão expostas em outra seção.

A ANEEL calcula tarifas diferenciadas de acordo com a distribuidora. Para isso, divide seus custos em dois tópicos, sendo:

- Parcela A: custos de geração, transmissão e encargos setoriais;
- Parcela B: custos de distribuição.

Na Parcela A estão inclusos valores que não são gerenciáveis pelas distribuidoras, enquanto que a Parcela B engloba custos que podem ser controlados pelas mesmas.

Somados a todos os valores já expressos, a fatura de energia dos consumidores cativos ainda conta com os valores do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que são custos atribuídos com o objetivo de indicar as condições de geração de energia.

2.3.1 Parcela A

Serão explanados a seguir os componentes da Parcela A, cujos custos não são gerenciáveis pela distribuidora.

Custos de Aquisição de Energia Elétrica

As distribuidoras de energia têm obrigação de atender a todos os consumidores da sua área de concessão por meio contratos registrados na CCEE (BRASIL, 2004a). Para atingir tal objetivo, o Submódulo 3.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET, 2016) estabelece que a energia elétrica comprada por essas empresas pode ser adquirida de:

- Cota de Itaipu Binacional;
- Cota de Angra 1 e 2;
- Cota de Concessões Renovadas ou Cota de Garantia Física;
- Cota do PROINFA;
- Contratos Bilaterais;
- Geração Distribuída;
- Leilões de Energia Existente;
- Leilões de Energia Nova;
- Leilões de Fonte Alternativa;
- Leilão de Ajuste;
- Geração Própria.

As perdas de energia elétrica são também consideradas como custo de aquisição e, portanto, repassadas ao consumidor. Para fins de cálculos tarifários, essas podem ser classificadas em:

- Perdas técnicas, que são intrínsecas a qualquer circuito e dizem respeito às que acontecem no processo de transporte de energia, à sua medição ou transformação no sistema de distribuição;
- Perdas não-técnicas, relativas às fraudes e furtos no sistema de distribuição, erros ou falta de faturamento e/ou medição

Custos com Transporte de Energia

São as despesas com o deslocamento de energia elétrica desde sua geração até o sistema de distribuição. Constituídos pelos seguintes elementos, conforme Submódulo 3.3 do PRORET:

- uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado;
- uso das instalações de distribuição;
- conexão às DIT de uso exclusivo;
- conexão às redes de distribuição;
- transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica;
- uso da Rede Básica pela usina de Itaipu;
- uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

Cada componente de custo de transporte de energia tem uma modalidade de cálculo característica. Esses procedimentos fogem ao escopo deste trabalho e por isso não serão explanados.

Encargos Setoriais

Custos instituídos por Lei, repassados ao consumidor pelas distribuidoras, são:

- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;

- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE;
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS.

Os encargos são contribuições a áreas específicas do setor elétrico calculados pela própria ANEEL. O Quadro 1 elucida o objetivo de cada encargo.

Quadro 1 – Finalidade dos encargos setoriais

| Encargo | Finalidade |
|----------------|---|
| PROINFA | Assistir às fontes alternativas de energia elétrica |
| CFURH | Compensar financeiramente a União pelo uso da água e da terra para produção de energia elétrica |
| CDE | Contribuir para que seja universalizado o acesso à energia elétrica; sejam concedidos descontos tarifários a usuários; competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional |
| ESS | Patrocinar o uso e manutenção do SIN |
| EER | Subsidiar usinas que geram energia de reserva |
| TFSEE | Assistir à ANEEL |
| P&D | Incentivar pesquisas relacionadas à eletricidade e sustentabilidade |
| PEE | Promover uso eficiente de energia elétrica |
| ONS | Subsidiar o funcionamento do NOS |

Fonte: Adaptado de ABRADDEE, 2018

2.3.2 Parcela B

São os valores influenciados pelo gerenciamento da empresa de distribuição, divididos em:

- Custos operacionais – aqueles necessários para o bom funcionamento da empresa;
- Receitas Irrecuperáveis, representadas pelo ônus distribuidora causado pela inadimplência dos consumidores e calculado pela ANEEL levando em conta um percentual do valor perdido pela empresa;
- Remuneração de Capital, calculada pela ANEEL, com relação ao Custo de Capital, diferenciado por cada distribuidora;

- Cota de Depreciação - recomposição do capital investido pela distribuidora, calculado a uma taxa de depreciação dos bens da própria empresa.
- Outras Receitas, que são valores advindos de fontes que não as tarifas cobradas na fatura, como as chamadas receitas inerentes ao serviço, adquiridas por prestação de serviços cobráveis, atividades acessórias próprias, que só podem ser realizadas pela distribuidora ou atividades acessórias complementares, caracterizadas por trabalhos que podem ser prestados tanto pela distribuidora quanto outros empreendimentos.

Os custos da Parcela B passam por Revisão Tarifária num período determinado pelo Contrato de Concessão ou Permissão. Anualmente, essa parcela é atualizada pelo Reajuste Tarifário.

Revisão Tarifária

Realizada periodicamente, conforme acordo estabelecido por contrato entre distribuidora e Poder Concedente, a revisão tarifária resulta em novo valor para a Parcela B, já que redefine valores de Custos Operacionais e de Remuneração de Investimentos.

Para fins de cálculos, o procedimento da ANEEL considera valores de referência e calcula uma base de remuneração para cada empresa, fazendo comparação entre elas, a fim de promover eficiência das distribuidoras de energia elétrica.

O último passo da revisão tarifária é ajustar o valor da cota de depreciação e da remuneração de investimentos multiplicando-as pelas taxas de depreciação e de retorno, respectivamente (ANEEL, 2017).

Reajuste Tarifário Anual

O Reajuste é outra ferramenta da ANEEL para manter os preços das tarifas atualizados. Nele, os valores da Parcela B são corrigidos pelo índice de inflação acordado no contrato de permissão, e os custos da Parcela A são repassados.

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é calculado segundo fórmula expressa no Submódulo 8.2 dos PRORET. Além das Parcelas A, B e índice de inflação, a computação do IRT leva em conta o Fator X, valor calculado pela ANEEL para cada distribuidora e fixado no período de Revisão Tarifária. Esse fator leva em conta o aumento de produtividade da empresa, repassando aos consumidores seus ganhos ou perdas (ANEEL, 2017).

2.3.3 Sistema de Bandeiras Tarifárias

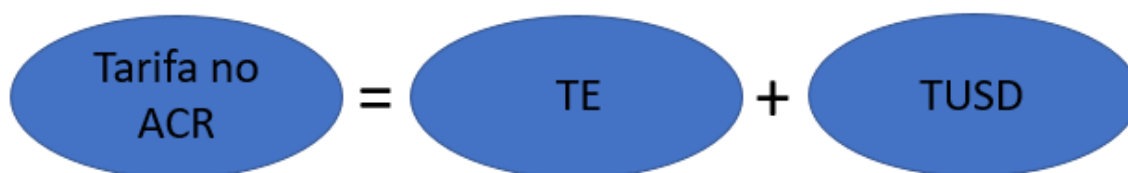
Este sistema sinaliza as condições do custo de geração de energia, somando valores às tarifas de acordo com o seguinte código, segundo *site* da ANEEL:

- Bandeira Verde: indica boas condições de geração e não atribui acréscimos na tarifa;
- Bandeira Amarela: condições pouco apropriadas, com acréscimo de R\$ 0,01 por KWh consumido;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1: condições desfavoráveis, em que cada kWh consumido tem acréscimo de R\$ 0,03;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2: piores condições de geração, com acréscimo de R\$ 0,05 a cada KWh consumido.

Os valores recebidos pelas distribuidoras de energia são considerados encargos, especificadamente CDE. A Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, de responsabilidade da CCEE recebe esse montante. A Câmara então usa essa quantia para cobrir custos com geração por termelétricas ou repassa às distribuidoras que foram expostas ao mercado de liquidação de curto prazo.

Resumidamente, a tarifa aplicada no mercado cativo pode ser dividida em dois componentes, como mostra a Figura 3. A Tarifa de Energia (TE) consiste no valor pago pela compra de energia somado às perdas na rede básica do SIN, parcela paga somente pelos consumidores cativos. Já a Tarifa de Utilização de Serviços de Distribuição (TUSD) ressarce a distribuidora local pelos seus investimentos e custos operacionais, sendo imposta aos usuários de ambos os ambientes de contratação.

Figura 3 – Tarifa no Ambiente de Contratação Regulado



Fonte: elaboração própria

2.4 Conceitos importantes

Os cálculos tarifários são de responsabilidade da ANEEL que, por lei, deve disponibilizar todos os métodos e dados referentes a essa operação.

Para aplicação das tarifas, os consumidores são divididos em grupos e classes. Suas definições estão na Resolução Normativa N° 414 (REN 414/10), como segue:

- Grupo A: UCs que recebem tensão subterrânea ou maior ou igual a 2,3 kV e é composto pelos subgrupos de acordo com a tensão de fornecimento:
 - A1 – maior ou igual que 230 kV;
 - A2 – entre 88 kV e 138 kV;
 - A3 – de 69 kV;
 - A3a – entre 30 kV e 44 kV;
 - A4 – entre 2,3 kV e 25 kV;
 - AS – menor que 2,3 kV por sistema subterrâneo;
- Grupo B: UCs atendidas com tensão menor que 2,3 kV dividido nos seguintes subgrupos:
 - B1 – residencial;
 - B2 – rural;
 - B3 – demais classes;
 - B4 – Iluminação Pública;
- Classes Tarifárias:
 - I – residencial;
 - II – industrial;
 - III – comércio, serviços e outras atividades;
 - IV – rural;
 - V – poder público;
 - VI – iluminação pública;
 - VII – serviço público
 - VIII – consumo próprio.

Para melhor compreensão das aplicações tarifárias, faz-se necessária também a exposição dos conceitos sobre postos tarifários abaixo elencados, de acordo com a RN 414/10:

- Horário De Ponta: período do dia definido pela distribuidora para toda sua área de concessão, aprovado pela ANEEL, composto de três horas consecutivas;
- Horário Fora de Ponta: período diário complementar ao horário de ponta.

A REN 479/12 da ANEEL aponta que nos feriados nacionais não há cobrança de tarifa ponta, apenas fora ponta.

Os consumidores do Grupo A são submetidos às tarifas binômias, que têm custo por demanda de potência e por consumo de energia elétrica. De acordo com os aspectos de uso, a modalidade tarifária binômia pode ser escolhida entre:

- Modalidade tarifária binômia convencional, em que as tarifas de demanda de potência e de consumo de energia independem do horário de uso;
- Modalidade tarifária horária verde, que tem tarifa única de demanda e diferenciada para o consumo, de acordo com os postos tarifários;
- Modalidade tarifária horária azul, com tarifas de demanda e de consumo que variam de acordo com o horário do uso.

A modalidade tarifária aplicada ao Grupo A varia de acordo com o enquadramento da UC, que se dá conforme exposto abaixo, segundo REN 414/10:

- UCs com tensão de fornecimento maior ou igual a 69 kV - horária azul;
- UCs com tensão de fornecimento menor que 69 kV e demanda contratada maior ou igual a 300 kW – opção do consumidor entre horária azul ou horária verde;
- UCs com tensão de fornecimento menor que 69 kV e demanda contratada menor que 300 KW – opção do consumidor entre binômia convencional, horária azul ou horária verde.

As UCs que se enquadram no Grupo B podem escolher entre as seguintes modalidades tarifárias:

- Convencional Monômia, em que não existe demanda e o consumo tem tarifa única, ou seja, independe do horário de utilização;
- Horária Branca: tarifas de consumo diferenciadas de acordo com o horário de utilização. Não podem optar por esta modalidade as UCs do subgrupo B4 nem as caracterizadas como Baixa Renda do B1.

2.5 Valores das Tarifas no Estado do Tocantins

Como as tarifas aplicadas pela ANEEL são diferenciadas de acordo com a distribuidora, este trabalho baseia-se nos valores daquela cuja área de concessão abrange a cidade de Palmas, no estado do Tocantins, onde a UC objeto deste estudo de caso está localizada. Até a data de publicação deste trabalho, essa empresa distribuidora era a Energisa.

Este tópico exibirá os valores vigentes, assim como os cálculos matemáticos usados em cada estrutura tarifária disponível para o Grupo A. Vale ressaltar que qualquer uma das modalidades exige contrato entre consumidor e distribuidora.

As divisões dos subgrupos, de acordo com a tensão de fornecimento, do Grupo A são assim estabelecidas, segundo a Energisa:

- A2: 88 kV a 138 kV;
- A3: 69 kV;
- A3a: 30 kV a 44 kV;
- A4: 2,3 kV a 25 kV.

2.5.1 Modalidade Tarifária Convencional Binômia

Podem se enquadrar nesta estrutura os consumidores do Grupo A que são atendidos em tensão menor que 69 kV e contratam demanda inferior a 300 kW (ANEEL, 2010).

Na fatura desses consumidores, são somadas as parcelas de energia consumida, energia contratada e, no caso de haver uso de mais de 10% da demanda contratada, há a parcela de demanda de ultrapassagem.

Essas parcelas são calculadas como mostram as equações abaixo:

$$P_{consumo} = T_{consumo} \times Con \quad (2)$$

$$P_{demanda} = T_{demanda} \times Dem\ Cont \quad (3)$$

$$P_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagem} \times (Dem\ Med - Dem\ Cont) \quad (4)$$

Onde:

$P_{consumo}$: parcela de consumo;

$P_{demanda}$: parcela de demanda;

$P_{ultrapassagem}$: parcela de ultrapassagem;

T_{consumo} : tarifa de consumo;
 T_{demanda} : tarifa de demanda;
 $T_{\text{ultrapassagem}}$: tarifa de ultrapassagem;
 Con: consumo medido;
 Dem Cont: demanda contratada;
 Dem Med: demanda medida.

2.5.2 Modalidade Tarifária Horária Verde

Segundo RN 414/10, podem optar por esta estrutura tarifária aqueles consumidores atendidos em tensão menor que 69 kV, ou seja, aqueles que pertencem aos subgrupos AS, A4 e A3a, e com demanda contratada igual ou maior que 300 kW.

Essa modalidade considera um valor de tarifa para a demanda contratada que independe dos postos tarifários e outro para consumo, de acordo com o horário de uso. Desse modo, as parcelas de demanda e, quando houver, ultrapassagem continuam sendo calculadas da maneira exposta no Subtópico 2.5.1. Em contrapartida, a parcela de consumo passa a ser computada da seguinte forma:

$$P_{\text{consumo}} = T_{\text{consumop}} \times \text{Conp} + T_{\text{consumofp}} \times \text{Confp} \quad (5)$$

Onde:

P_{consumo} : parcela de consumo;
 T_{consumop} : tarifa de consumo na ponta;
 $T_{\text{consumofp}}$: tarifa de consumo fora de ponta;
 Conp: consumo na ponta;
 Confp: consumo fora de ponta.

Os valores de tarifas cobradas no Estado do Tocantins, área de concessão da distribuidora Energisa, durante o período entre quatro de julho de 2018 até quatro de julho de 2019, eram os mostrados pelo Quadro 2.

Quadro 2 – Tarifas Modalidade Horária Verde, em R\$/kW

| Subgrupo | Classe | Demanda (R\$/kW) | Ultrapassagem (R\$/kWh) | Consumo (R\$/kWh) | |
|------------|--------------------|---------------------|----------------------------|----------------------|---------------|
| | | | | Ponta | Fora Ponta |
| A3a | Serviço Público | 22,52 | 52,98 | 1,92573 | 0,25992 |
| | Rural | 23,84 | 52,98 | 2,03901 | 0,27521 |
| | Rural Irrigação | - | - | - | 0,06116 |
| | Demais Classes | 26,49 | 52,98 | 2,26557 | 0,30579 |
| A4 | Serviço Público | 22,52 | 52,98 | 1,92573 | 0,25992 |
| | Rural | 23,84 | 52,98 | 2,03901 | 0,27521 |
| | Rural Irrigação | - | - | - | 0,06116 |
| | Demais Classes | 26,49 | 52,98 | 2,26557 | 0,30579 |

Fonte: Adaptado de Energisa

2.5.3 Modalidade Tarifária Horária Azul

Os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 são obrigatoriamente enquadrados nesta modalidade, já que ela é destinada àqueles cuja tensão de fornecimento é igual ou maior que 69 kV. Os demais subgrupos podem optar por esta estrutura.

Aqui, são pactuados no ato do contrato os valores da demanda de energia de acordo com os postos tarifários.

Os valores de tarifas tanto de demanda quanto de consumo variam segundo os horários de ponta ou fora de ponta. Assim sendo, as parcelas que compõem a fatura de energia passam a ser calculadas da seguinte forma:

$$P_{consumo} = T_{consumop} \times Conp + T_{consumofp} \times Confp \quad (6)$$

$$P_{demanda} = T_{demandap} \times Dem\ Cont\ P + T_{demandafp} \times Dem\ Cont\ FP \quad (7)$$

$$P_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagemp} \times (Dem\ Med\ P - Dem\ Cont\ P) + T_{ultrapassagemfp} \times (Dem\ Med\ FP - Dem\ Cont\ FP) \quad (8)$$

Onde:

$T_{consumop}$: tarifa de consumo na ponta;

$T_{consumofp}$: tarifa de consumo fora de ponta;

$Conp$: consumo medido na ponta;

$Confp$: consumo medido fora de ponta;

$T_{demandap}$: tarifa de demanda na ponta;

$T_{demandafp}$: tarifa de demanda fora de ponta;

$Dem\ Cont\ P$: demanda contratada na ponta;

$Dem\ Cont\ FP$: demanda contratada fora de ponta;

$T_{ultrapassagemp}$: tarifa de ultrapassagem na ponta;

$T_{ultrapassagemfp}$: tarifa de ultrapassagem fora de ponta;

$Dem\ Med\ P$: demanda medida na ponta;

$Dem\ Med\ FP$: demanda medida fora de ponta.

É importante ressaltar que a diferença entre demanda medida e contratada é que a primeira diz respeito ao maior valor medido num intervalo de 15 minutos durante o ciclo de faturamento, enquanto que a segunda é aquela requerida pelo consumidor no ato do contrato com a distribuidora.

Os preços das tarifas supracitadas, no Estado do Tocantins, constam no Quadro 3.

Quadro 3 – Tarifas Modalidade Horária Azul, em R\$/kW

| Subgrupo | Classe | Demanda | | Ultrapassagem | | Consumo | |
|------------|-----------------|---------|------------|---------------|------------|---------|------------|
| | | Ponta | Fora Ponta | Ponta | Fora Ponta | Ponta | Fora Ponta |
| A2 | Serviço Público | 17,33 | 5,47 | 40,78 | 12,88 | 0,38945 | 0,24604 |
| | Rural | 18,35 | 5,8 | 40,78 | 12,88 | 0,41236 | 0,26051 |
| | Rural Irrigação | - | - | - | - | - | 0,00577 |
| | Demais Classes | 20,39 | 6,44 | 40,78 | 12,88 | 0,45818 | 0,28946 |
| A3 | Serviço Público | 25,21 | 9,00 | 59,32 | 21,18 | 0,39794 | 0,25452 |
| | Rural | 29,69 | 9,53 | 59,32 | 21,18 | 0,42134 | 0,26950 |
| | Rural Irrigação | - | - | - | - | - | 0,05989 |
| | Demais Classes | 29,66 | 10,59 | 59,32 | 21,18 | 0,46816 | 0,29944 |
| A3a | Serviço Público | 63,05 | 22,52 | 148,36 | 52,98 | 0,40333 | 0,25992 |
| | Rural | 66,76 | 23,84 | 148,36 | 52,98 | 0,42706 | 0,27521 |
| | Rural Irrigação | - | - | - | - | - | 0,06116 |
| | Demais Classes | 74,18 | 26,49 | 148,36 | 52,98 | 0,47451 | 0,30579 |
| A4 | Serviço Público | 63,05 | 22,52 | 148,36 | 52,98 | 0,40333 | 0,25992 |
| | Rural | 66,76 | 23,84 | 148,36 | 52,98 | 0,42706 | 0,27521 |
| | Rural Irrigação | - | - | - | - | - | 0,06116 |
| | Demais Classes | 74,18 | 26,49 | 148,36 | 52,98 | 0,47451 | 0,30579 |

Fonte: Adaptado de Energisa

3 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Mercado Livre de Energia, também chamado de ACL, é uma ramificação do setor de energia elétrica onde os agentes comprador e vendedor estabelecem todos os parâmetros do contrato de compra e venda de energia, como preços e suas variações ao longo do tempo, prazo de vigência, quantidades e datas de pagamentos.

Segundo a Cartilha da ABRACEEL (2016), os agentes vendedores podem ser “comercializadores, importadores, autoprodutores, e até mesmo outros consumidores livres e especiais desde que cadastrados como agentes da CCEE”.

Já o agente comprador pode ser um consumidor livre “tradicional” ou especial (ABRACEEL, 2016). A diferença entre os dois está estabelecida por lei e diz respeito à demanda e às opções de fornecedores. O primeiro deve ter demanda contratada igual ou maior que 3.000 kW e podem adquirir energia de qualquer fonte, enquanto que para o segundo a demanda contratada deve estar entre 500 kW e 3.000 kW e só têm autorização para consumir energia de fontes especiais, que são usinas solares, eólicas, de biomassa, hidráulicas com produção menor ou igual a 50.000 kW e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Vale ressaltar que se o consumidor livre tradicional pertencer ao SIN desde antes do dia 7 de julho de 1995, este deve ter tensão de fornecimento maior ou igual a 69 kV.

3.1 Vantagens e riscos

O benefício direto de ser um consumidor livre é a redução do custo de energia elétrica, que pode variar em torno de 15% a 30% (ABRACEEL, 2014). Isso deve ao fato de que, além do valor da geração própria energia poder ser menor, este cliente deixa de pagar por todos os componentes da tarifa do mercado regulado, arcando com os custos apenas dos componentes da Parcela A, com exceção dos custos de aquisição de energia, das perdas não-técnicas e dos encargos CFURH, EER e PEE. Somado a esses valores, a fatura conta com o preço pago ao agente comercializador (GENERGIA, 2016).

Além dessas, existem outras vantagens aos consumidores livres, elencadas a seguir (GENERGIA, 2016):

- Liberdade para negociar as cláusulas do contrato como melhor lhe convier;
- Melhor previsão orçamentária;
- Gestão da energia elétrica como matéria-prima a ser usada no processo de produção;

- Alocação de energia para empresas do mesmo grupo;
- Valor da energia independente dos postos tarifários.

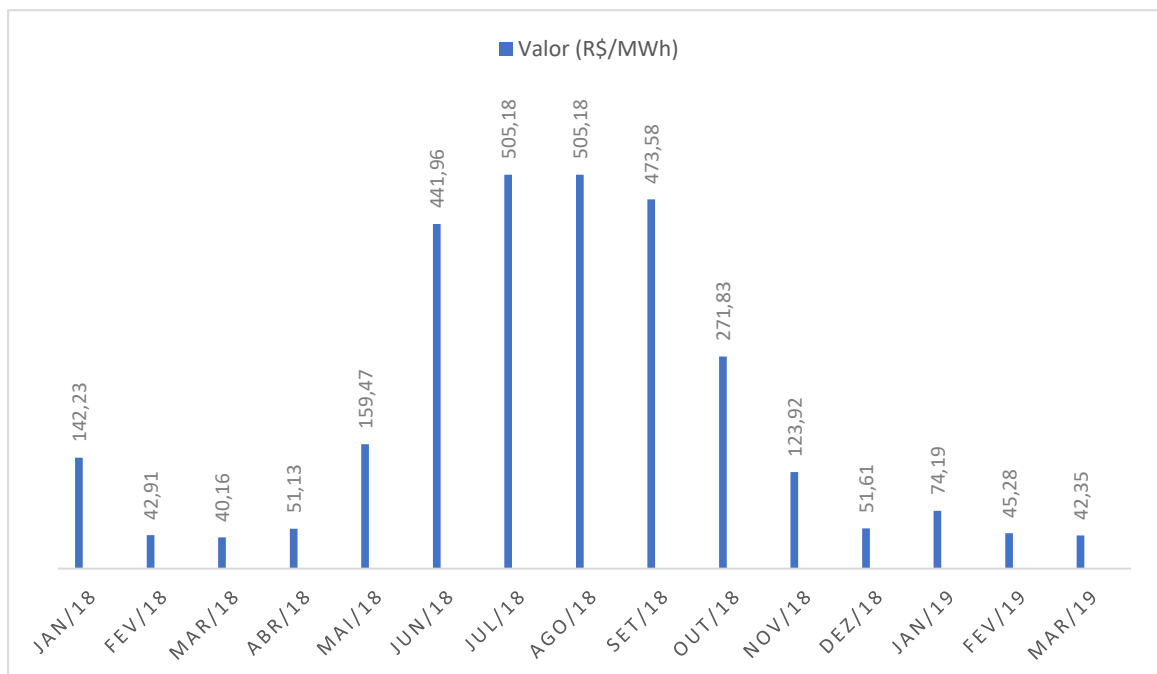
Apesar de todos esses ganhos, a empresa que se dispõe a fazer transações no ACL fica exposta a riscos.

O mais importante deles é o de ficar exposto ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Nele são liquidadas as diferenças entre o montante de energia contratada e medida. Para isso, a CCEE divulga semanalmente, para cada submercado, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que valora a parcela faltante ou excedente.

O PLD é calculado levando em conta o Custo Marginal de Operação (CMO), que reflete o custo variável da fonte de geração mais cara utilizada, se ela ainda tiver disponibilidade de atender o próximo acréscimo de carga (CCEE, 2018). O valor calculado deve estar entre um máximo e um mínimo, estabelecidos anualmente pela ANEEL. Por sofrer alterações muito significativas num intervalo tão curto de tempo, o PLD é evitado pela maioria dos compradores (RISKALLA, 2018).

O Gráfico 1 ilustra a média mensal do PLD na região norte.

Figura 4 – Gráfico da média mensal dos preços médios do PLD na região norte



Fonte: Adaptado da CCEE, 2019

Para o ano de 2018, a Resolução Homologatória (REH) 2364/2017 da ANEEL fixou o piso e o teto do PLD em R\$ 40,16 e R\$ 505,18 por MWh, respectivamente. Para 2019, a REH 2498/2018 determina que o PLD mínimo seja de R\$ 42,35 e o máximo de R\$ 513,89 por MWh.

Pelo Gráfico 1 pode-se observar que a média do PLD na região norte atingiu os dois mínimos no mesmo mês, valores que coincidem com a época de maior precipitação na região. Já nos meses de seca, o PLD aumenta consideravelmente, atingindo o valor máximo por dois meses seguidos.

Portanto, uma boa gerência, munida de conhecimento meteorológico da região, pode auxiliar tão significativamente na obtenção de resultados rentáveis para o consumidor livre que é capaz de fazer do PLD não mais uma ameaça, mas, pelo contrário, um aliado.

3.2 Contratos no ACL

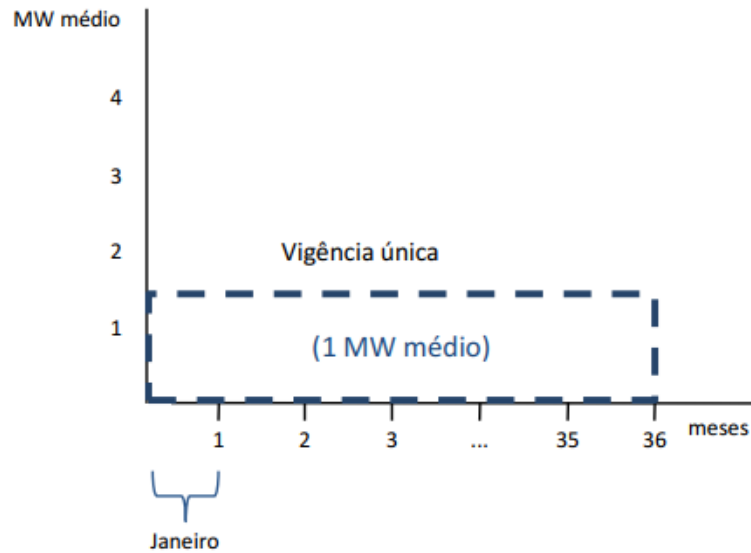
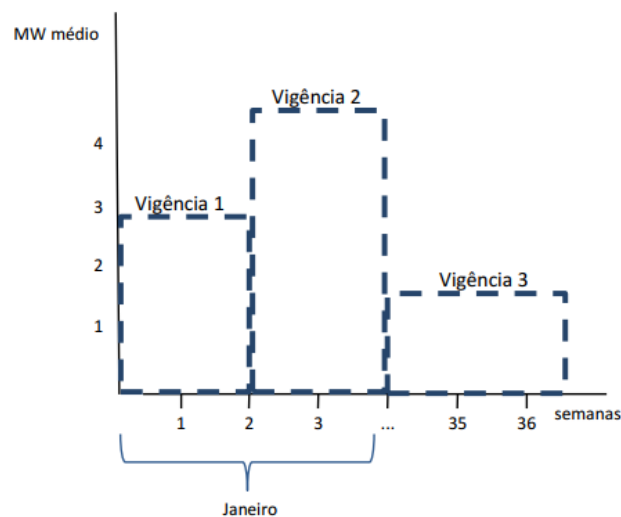
Os contratos firmados no ACL entre os agentes comercializador e comprador são chamados formalmente de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEALs). Tanto esses quanto os que são celebrados no ACR devem ser registrados na CCEE.

Para ser devidamente contabilizado, o CCEAL deve conter três tópicos que descrevem o objeto da compra. O primeiro ponto é o montante de energia contratada, em MW médio, que deve ser registrado no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) da CCEE pelo agente comercializador. Essa quantidade deve ser aquela pretendida para todo o prazo de atendimento do comprador, independente da duração.

Em seguida, deve ser discriminada a vigência dessa quantia, isto é, informa-se como a energia deve ser entregue, se numa vigência única, em que o montante não sofre variação ao longo dos meses contratados ou em diversas vigências, onde existem vários montantes com variadas vigências. Os gráficos 2a e 2b ilustram as vigências possíveis.

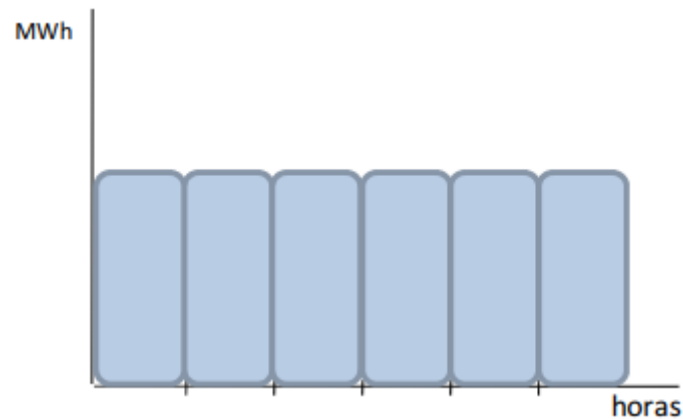
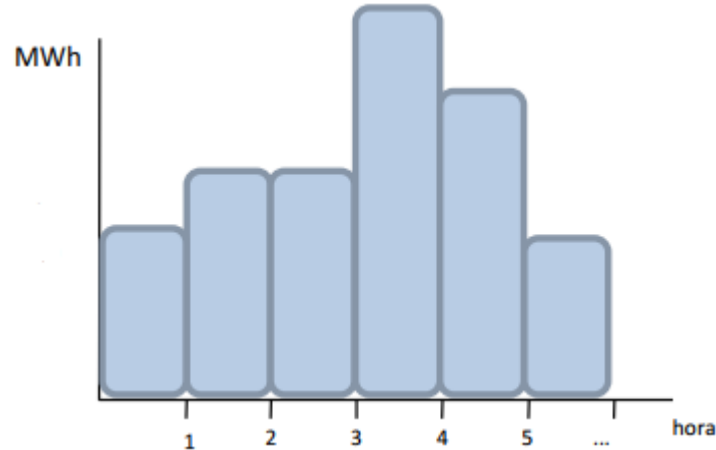
A escolha da vigência deve levar em conta o perfil do consumidor. Em uma vigência única, como demonstra o Gráfico 2a, a média do montante de energia é entregue sem variação durante as semanas do mês. Isso é aconselhável para empresas cuja atividade seja contínua nesse intervalo de tempo.

No caso de o empreendimento ter funcionamento mais enérgico em alguma época específica do ano, ou seja, quando há sazonalidade, um contrato com diversas vigências deve ser celebrado. O Gráfico 2b exemplifica a escolha ideal para uma empresa que tenha suas atividades mais aquecidas nas duas últimas semanas do mês de janeiro.

Figura 5a – Gráfico de vigência única**Figura 5b** – Exemplo de diversas vigências

Fonte: Submódulo 3.1 de Processos de Comercialização, CCEE.

O último fator a ser considerado é a modulação da entrega de energia, cuja função é definir a distribuição do montante contratado pelas horas do dia ou semanas do mês. Caso esse item não seja definido pelos agentes, o SCL faz modulação automática, chamada *flat*, definindo valores iguais independente do período. Para melhor compreensão, os possíveis tipos de modulação estão ilustrados a seguir:

Figura 6a – Modulação *flat***Figura 6b** – Exemplo de modulação pelos agentes

Fonte: Submódulo 3.1 de Processos de Comercialização, CCEE.

Enquanto a escolha das vigências leva em conta a sazonalidade da atividade, a modulação considera a distribuição da energia contratada em um intervalo menor de tempo.

O Gráfico 3a exemplifica modulação para consumidores que usem energia elétrica com a mesma intensidade durante todo o dia. O Gráfico 3b ilustra um caso hipotético em que a operação exija mais energia durante o período entre 3h e 4h.

O Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Comercialização disponibilizados pela CCEE fixa o prazo para registro de contrato até o sexto dia depois do mês de operação de compra e venda e os tópicos supracitados são informados pelo agente vendedor, devendo ser validados pelo agente comprador até o dia seguinte (CCEE, 2016).

3.3 Estratégias dos consumidores para adesão ao ACL

O ACL disponibiliza ao comprador a oportunidade de definir sua própria estratégia de contratação. Para isso, deve-se levar em conta que apenas a energia já contratada oferece segurança quanto à variação de preços (ABRACEEL, 2014).

A diferença do perfil de contrato acontece conforme a disposição de se expor ao MCP. Num acordo de perfil conservador, o prazo de fornecimento é mais longo e a energia contratada é toda aquela necessária para atendimento do tempo pactuado. Já em um contrato de perfil arrojado, o montante contratado a longo prazo é menor que o necessário para atender o consumidor, sendo complementado com energia do MCP (ABRACEEL, 2014).

Uma alternativa de contrato arrojado é o consumo flexível, em que fica acordada uma margem, decidida entre as partes, de “sobra” ou “falta” de energia (ABRACEEL, 2014), evitando assim a exposição ao MCP.

Fica claro que a estratégia gerencial da empresa e seu absoluto controle energético é de fundamental importância para pertencer ao mercado livre de energia, já que as opções de déficit e de superávit são reais.

3.4 Etapas de migração do ACR para o ACL

São necessários pelo menos sete passos para se tornar um consumidor livre ou especial, como ilustra o Quadro 4, disponibilizada pela ABRACEEL (2014).

Para que seja completado o primeiro passo, o consumidor precisa se enquadrar no Grupo A, descrito na Seção 2.4.

Vale lembrar que, caso a UC não tenha demanda contratada mínima para se tornar cliente livre especial, ela pode fazer o que se chama de “comunhão”, que significa se unir a outras UCs para que, juntas, atinjam esse valor limite. Para isso, cada consumidor deve ter no mínimo 0,03 MW de demanda contratada.

Também é importante que se atente aos prazos e valores de multas estabelecidos no contrato de fornecimento em caso de rescisão do contrato firmado pelos agentes no ACR.

Além disso, ainda existe a possibilidade de a migração para o ACL não acontecer no tempo estipulado. Nesse caso, o comprador, ainda não sendo agente da CCEE, ficará sem fornecimento de energia, caso não tenha feito nenhuma espécie de acordo com a distribuidora local.

Se o consumidor quiser voltar para o ACR, deve aguardar prazo regulatório de cinco anos ou a decisão da distribuidora de retomar o atendimento antes desse tempo.

Quadro 4 – Passos para migração ao Mercado Livre de Energia

| | | |
|----|--|--|
| 1º | Avaliar requisitos de tensão e demanda | É necessário ter demanda acima de 500 kW para ser cliente especial e de 3 MW para ser livre. Caso pertença ao SIN desde antes de 7/7/1995 deve ser atendido em tensão maior ou igual a 69 kV |
| 2º | Analisar os contratos vigentes com a distribuidora | O contrato com a distribuidora do ACR deve ser rescindido seis meses antes da migração |
| 3º | Realizar estudos de viabilidade econômica | Devem ser comparados os custos no ACL e no ACR |
| 4º | Enviar carta de denúncia do contrato à distribuidora | Se for decidido pela migração, o contrato deve ser rescindido ou uma carta de denúncia deve ser enviada a distribuidora |
| 5º | Comprar energia no ACL | Agentes vendedores devem ser consultados de maneira que se obtenha um contrato de energia no ACL |
| 6º | Adequar-se ao Sistema de Medição para Faturamento (SMF) | Deve ser feita a alteração no SMF como descritos no Submódulo 12.2 dos Procedimento de Rede |
| 7º | Realizar adesão à CCEE e fazer a modelagem dos contratos | O agente deve se registrar na CCEE e modelar os contratos |

Fonte: ABRACEEL, 2016

4 ESTUDO DE CASO

Este capítulo trará uma estimativa de contrato no mercado livre de energia usando dados de uma empresa real do ramo de aviação cujo nome não será divulgado. Para efetiva comparação de valores, este estudo terá como base as informações de uma fatura do mês de janeiro, do ano de 2016, do referido empreendimento.

Como explicitado na Figura 3, a tarifa cobrada dos consumidores cativos é a soma das parcelas TUSD e TE. A tabela com seus valores separados, sem impostos, é encontrada na Resolução Homologatória 2.413/2018, cuja vigência se estende até a data do próximo Reajuste Tarifário Anual, no dia 3 de julho de 2019. O Quadro 5 exhibe, para o subgrupo de interesse, os preços fixados para cada parcela pela REH supracitada

Percebe-se duas colunas com unidade de medida diferentes para a TUSD. Isso acontece porque essa tarifa apresenta dois aspectos, a TUSD demanda, expressa em R\$/kW, e a TUSD energia, em R\$/kWh. Essa última é somada com a TE para formar o preço pago pelo consumo no ACR pelo consumidor cativo.

Quadro 5 – Tarifas de Aplicação para o Grupo A

| Subgrupo | Modalidade | Posto | TUSD | | TE |
|----------|------------|-------|--------|----------|---------|
| | | | R\$/kW | R\$/MWh | R\$/MWh |
| A4 | AZUL | P | 74,18 | 45,18 | 429,33 |
| | | FP | 26,49 | 45,18 | 260,61 |
| | AZUL APE | P | 74,18 | 27,74 | 0,00 |
| | | FP | 26,49 | 27,74 | 0,00 |
| | VERDE | NA | 26,49 | 0,00 | 0,00 |
| | | P | 0,00 | 1.836,24 | 429,33 |
| | | FP | 0,00 | 45,18 | 260,61 |
| | VERDE APE | NA | 26,49 | 0,00 | 0,00 |
| | | P | 0,00 | 1.818,80 | 0,00 |
| | | FP | 0,00 | 27,74 | 0,00 |

Fonte: Resolução Homologatória 2.413/2018

Quanto à coluna dos postos tarifários, a letra “P” representa o horário na ponta, “FP” significa “fora ponta” e “NA” é quando não se aplicam. O horário na ponta é um intervalo de três horas consecutivas definidas pela própria distribuidora, que os estabelece de acordo com a

carga atendida, e aprovados pela ANEEL. As tarifas no horário de ponta são mais caras porque é o intervalo em que acontece um pico na demanda de energia elétrica, encarecendo seu fornecimento. O horário de ponta definido pela Distribuidora Energisa Tocantins tem início às 18h e finda às 20h59. Todo o intervalo de tempo durante o dia que não esteja dentro desse período é considerado fora da ponta para integrantes do Grupo A.

O Quadro 5 deixa evidente os efeitos práticos dos conceitos das modalidades tarifárias horárias. Como na Modalidade Tarifária Horária Azul existem valores diferenciados de acordo com os postos tarifários tanto para demanda quanto para consumo, todas as células são completadas, com o Autoprodutor de Energia (APE) tendo custo zero de TE, já que, como a própria designação diz, ele mesmo produz sua energia.

Já a Modalidade Tarifária Horária Verde, que não considera os postos tarifários para o valor da demanda, exhibe o preço da TUSD demanda quando esses não se aplicam. Entretanto, o valor do consumo, que considera os horários de ponta e fora ponta, permanece sendo a soma das parcelas TUSD energia e TE.

Ademais, a REH 2.413 exhibe as tarifas nas quais devem ser aplicados os descontos, quando houver. No caso de consumidor livre que compra energia de fontes incentivadas com modalidade horária azul, o desconto, com percentual entre 0% a 100% é adotado na TUSD demanda. Se for adepto da modalidade horária verde, tanto TUSD demanda quanto TUSD energia ponta são abatidas com descontos de 0% a 100% cada uma. O consumidor recebe esse desconto porque ele é concedido aos produtores de energia a partir de fontes alternativas, que repassam o benefício a seus compradores.

De acordo com a CCEE, esse desconto tem por objetivo tornar viável a competição da geração por fontes alternativas com a energia convencional, já que a produção de energia limpa é, via de regra, mais cara.

Dois pontos devem ser destacados. Primeiramente, o desconto pode incidir da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), para o caso de o consumidor estar ligado diretamente à rede de transmissão, sem passar por distribuidoras. Em segundo, a REN 77/2004 estabelece que fontes incentivadas são hidrelétricas com potência menor ou igual a 50 MW e empreendimentos com fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada que injetam 300 MW, ou menos, na rede de transmissão ou distribuição.

4.1 Caracterização do consumidor

O usuário em questão é atendido pela concessionária de energia Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. (ETO) com tensão de fornecimento de 13,8 kV, pertencente, portanto, ao subgrupo A4. O contrato vigente à época da fatura estudada pertencia à modalidade horo sazonal azul, com demanda contratada de 557 kW. Além disso, o consumo médio mensal dos doze meses anteriores à fatura de estudo é de 306.703,83 kWh. Fica claro, portanto, que o consumidor possui todos os pré-requisitos necessários para se tornar um cliente livre especial, já que, apesar do consumo muito alto, a demanda contratada ainda é menor que 3MW.

4.2 Valores no ACR

Para melhor ilustração, serão atualizados os preços pagos pela empresa, no ACR, constantes na fatura que é objeto de estudo deste trabalho.

Para isso, serão adotadas as seguintes considerações iniciais:

- Fator de potência entre 0,92 e 1, de maneira que não haja custos causados por excesso de consumo reativo;
- Multas e juros não serão considerados;
- A Tarifa de Contribuição para Iluminação Pública não será contabilizada, dado que seu valor seria idêntico em ambos os casos, o que não contribui para a comparação;
- As bandeiras tarifárias não serão computadas, já que comprometeriam a imparcialidade dos resultados, posto que aumentariam ainda mais os valores no ACR.

Inicialmente, será calculado o valor de cada tarifa quando sofrem aplicação dos impostos.

As alíquotas dos primeiros três meses do ano de 2019 estão expostas no Quadro 6. As do mês de março serão usadas para os cálculos deste trabalho, posto que é o mês mais recente até sua finalização.

As tarifas com impostos são obtidas através da Equação (1), onde as alíquotas do mês de março do Quadro 6 substituem seus respectivos nomes, e podem ser observados no Quadro 7. Elas são aplicadas nos valores faturados do consumidor.

Quadro 6 – Alíquotas de impostos no estado do Tocantins no ano de 2019

| Mês | PIS(%) | COFINS(%) | ICMS(%) |
|-----------|--------|-----------|---------|
| Março | 0,81 | 3,71 | 25 |
| Fevereiro | 0,71 | 3,27 | 25 |
| Janeiro | 0,90 | 4,13 | 25 |

Fonte: Adaptado de Energisa

No caso do cliente estudado, hipoteticamente não há injeção de reativos na rede, tampouco demanda de ultrapassagem. Sendo assim, os valores que devem ser faturados são: demanda contratada na ponta e fora da ponta, cujo valor pago é o contratado, independente de ser consumido; consumo na ponta e fora da ponta. Esses itens podem ser consultados no Quadro 8 e seus valores foram diretamente retirados da conta de energia estudada.

Quadro 7 – Preços no Tocantins, março de 2019, subgrupo A4, modalidade horária azul

| Item | Posto tarifário | Tarifa sem impostos (R\$) | Tarifa com impostos (R\$) |
|---------------|-----------------|---------------------------|---------------------------|
| Demanda (kW) | Ponta | 74,18 | 105,25 |
| | Fora Ponta | 26,49 | 37,58 |
| Consumo (kWh) | Ponta | 0,47451 | 0,67325 |
| | Fora Ponta | 0,30579 | 0,43387 |

Fonte: Adaptado de Energisa

Cada valor faturado deve ser multiplicado pela sua respectiva tarifa com impostos, como é feito no Quadro 8, para que se obtenha o valor a ser pago pelo cliente na hipótese de este consumir sua energia no mercado regulado do Tocantins no mês de março de 2019.

A cifra de **R\$ 221.602,18** é resultado da soma de todos os custos da coluna “A pagar” do Quadro 8. Esse é o valor que seria pago pelo cliente da distribuidora Energisa caso fosse seu consumidor cativo no mês de março de 2019.

Quadro 8 – Valores faturados no ACR

| Item | Posto tarifário | Faturado | Tarifa com impostos (R\$) | A pagar (R\$) |
|---------------------------------|-----------------|-------------|---------------------------|---------------|
| Demanda Contratada | Ponta | 557 kW | 105,25 | 58.624,25 |
| | Fora Ponta | 557 kW | 37,58 | 20.932,06 |
| Consumo | Ponta | 24.254 kWh | 0,67325 | 16.329,00 |
| | Fora Ponta | 289.757 kWh | 0,43387 | 125.716,87 |
| Demanda de Ultrapassagem | Ponta | - | 210,5 | |
| | Fora Ponta | - | 75,16 | |
| TOTAL | | | | 221.602,18 |

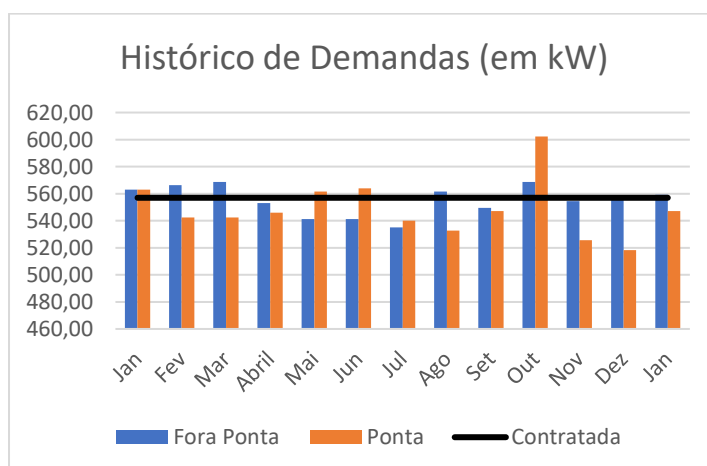
Fonte: elaboração própria.

4.3 Valores no ACL

Esta seção expõe os valores que seriam pagos na hipótese de o consumidor estudado ser efetivamente um cliente livre especial. Para isso, serão definidos os itens do contrato e apresentados os valores e tarifas usados à época da elaboração deste trabalho.

4.3.1 Itens do CCEAL

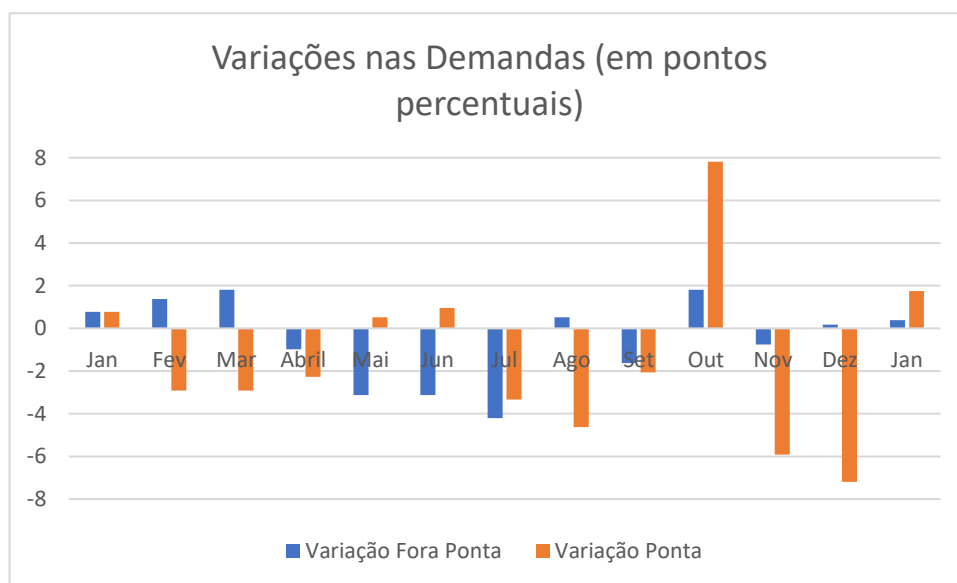
Para garantir melhores escolhas de contrato, serão inicialmente analisados consumo e demanda já existentes. O Gráfico 4 traz o histórico de demanda medida e contratada no período de janeiro de 2015 a janeiro de 2016, ínterim imediatamente anterior à fatura estudada.

Figura 7 – Demanda contratada e consumida

Fonte: elaboração própria com dados de conta de energia

Apesar de o Gráfico 4 não contar com nenhuma grande variação entre as demandas Medida e Contratada, faz-se necessário eliminar qualquer dúvida quanto à sua sazonalidade. Por isso, o Gráfico 5 apresenta, em pontos percentuais, a variação, para mais ou para menos, de demanda medida em relação à contratada.

Figura 8 – Variação entre Demanda Medida e Contratada



Fonte: elaboração própria com dados de conta de energia

Pode-se observar que a maior diferença entre elas, ocorrida no mês de outubro, é de aproximadamente 8%. Isso garante a inexistência de sazonalidade, deixando claro que a melhor opção de vigência é a única, já que não há intensificação das atividades por determinado período do ano.

Entretanto, não se pode ignorar o fato de que, ainda que pequenas, houve discrepâncias entre as demandas medida e contratada. Neste caso, o consumidor pertencente ao ACR é obrigado a pagar a parcela sobressalente com preço de tarifa igual ao dobro do valor normal, chamada tarifa de ultrapassagem. No ACL, essa parcela é comprada ou vendida no MCP com o PLD, porém essa situação pode ser evitada ao se optar por um contrato com flexibilidade de, por exemplo, $\pm 15\%$.

Outro fator que deve ser estabelecido no contrato é como deve ser distribuída a energia durante o dia, ou seja, sua modulação. Por se tratar de uma empresa cujo funcionamento é de 24 horas por dia, a modulação a ser adotada é a *flat*, desse modo, como dito anteriormente, não se faz necessário constar essa informação no CCEAL.

O último item a ser estabelecido é o montante de energia a ser contratado. Essa quantia deve ser a que atenderá o consumidor até a data final de contrato. Apesar de os prazos dos contratos serem, em sua maioria, maiores que quatro anos, este trabalho, por se tratar de um estudo comparativo, considerará um intervalo de 31 dias, mesmo período avaliado no Item 4.2, para que a comparação seja efetiva.

Para se obter esse montante, é necessário que se some todos os itens medidos. Eles estão disponíveis na fatura de estudo e são mostrados pelo Quadro 9.

Quadro 9 – Dados do faturamento

| Item | | Medido |
|---------------|------------|-------------------|
| Consumo (kWh) | Ponta | 24.254 |
| | Fora Ponta | 289.757 |
| Demanda (kW) | Ponta | 511 |
| | Fora Ponta | 522,02 |
| Total | | 315.044,02 |

Fonte: elaboração própria com base em conta de energia

Desse modo, o montante a ser contratado é de **315,044 MWh**, que é a soma de todos os valores medidos. Considerando a flexibilidade do contrato de 15% para mais ou para menos, esse número pode variar entre os limites de **267,79 MWh e 362,30 MWh**.

4.3.2 Valor da fatura no ACL

De acordo com o Quadro 9, o montante de energia a ser comprado para o período de um mês é de **315,044 MWh**. Para de obter o valor da TE no ACL, esse montante de energia deve ser multiplicado pelo valor da tarifa praticada pelo comercializador.

Para este trabalho, foi usado o valor de **R\$ 290,00** por MWh porque é o valor da tarifa em um contrato real de compra e venda de energia ao qual teve-se acesso para elaboração deste trabalho.

Desse modo, o cômputo da TE é feito da seguinte maneira:

$$TE = 315,044 \times 290 \quad (9)$$

$$TE = 91.362,76 \quad (10)$$

Assim sendo, o valor da TE paga pelo consumidor para o comercializador que lhe cobre o preço médio do ACL é resultado da multiplicação dos 315,044 MWh a serem comprados pelos R\$ 290,00 da tarifa. Portanto, todo o valor pago pela TE será de **R\$ 91.362,76**.

A esse número soma-se a TUSD, cobrada dos consumidores nos dois ambientes de contratação. Os valores dessa tarifa, sem impostos, utilizados no Estado do Tocantins, área de concessão da Distribuidora Energisa, estão listados no Quadro 5. A esses, devem ser aplicados os impostos do mês de março, presentes no Quadro 6, usando-se a Equação (1). A coluna “Tarifa com Impostos” do Quadro 10 apresenta os valores com impostos da TUSD demanda e TUSD energia para os dois postos tarifários existentes, obtidos a partir do uso da equação supracitada.

Em seguida, aplica-se cada TUSD pertencente à modalidade tarifária azul, com imposto, presente no Quadro 10, em seu respectivo item medido a fim de se obter o valor final da fatura emitida pela distribuidora. A coluna “Valor a ser pago” do Quadro 10 mostra os resultados, calculados por meio de multiplicação entre os valores da tarifa com impostos e os medidos. O preço total da TUSD é a soma de cada valor a ser pago e, conforme Quadro 10, é de **R\$ 93.528,36**.

Quadro 10 – Valor da fatura paga à Distribuidora

| | Item | Tarifa com Impostos | Valores Medidos | Valor a ser pago (R\$) |
|--------------|-------------------------|----------------------------|------------------------|-------------------------------|
| TUSD | Ponta (R\$/kW) | 105,25 | 511 kW | 53.782,75 |
| | Fora Ponta (R\$/kW) | 37,58 | 522,02 kW | 19.617,51 |
| | Ponta (R\$/MWh) | 64,10 | 24.254 kWh | 1.554,68 |
| | Fora Ponta (R\$/MWh) | 64,10 | 289.757 kWh | 18.573,42 |
| Total | | | | 93.528,36 |

Fonte: elaboração própria

O último custo a ser acrescentada ao valor da fatura no ACL é a taxa mensal paga para o agente de comercialização, cujo valor pode variar entre R\$2.500 e R\$5.000. Para este trabalho, será utilizado o preço de R\$ 3.750,00 média entre os valores apresentados.

Dessa maneira, o gasto com energia do consumidor que é estudo de caso deste trabalho, caso pertencesse ao ACL no mês de março de 2019, seria a somatória cujas parcelas são R\$ 91.362,76 da TE, R\$ 93.528,36 da TUSD e R\$3.750,00 a taxa mensal para o agente comercializador. Portanto, seu gasto seria de **R\$ 188.641,12**, como pode ser observado pelos cálculos abaixo:

$$TOTAL = TE + TUSD + Taxa Comercializador \quad (11)$$

$$TOTAL = 91.362,76 + 93.528,36 + 3.750,00 \quad (12)$$

$$TOTAL = 188.641,12 \quad (13)$$

Vale ressaltar que esse valor seria ainda menor se fosse levado em conta o incentivo fiscal dado aos clientes livres especiais, como é o caso do consumidor estudado. Esses, segundo a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, têm direito à desconto de 0% a 100% aplicado na TUSD de demanda.

Além disso, por ser um mercado com muitas opções, estratégias contratuais diferentes da que foi simulada poderiam ser aplicadas, de maneira a aumentar ainda mais a economia do consumidor. Um exemplo disso seria a escolha de um contrato de perfil arrojado, com exposição ao MCP e seus preços instáveis, pois esses podem chegar a valores consideravelmente mais baixo que a média de preço do ACL.

4.4 Estudo complementar

Nesta seção, como forma de acréscimo de informações, e com as mesmas condições impostas na Seção 4.2, será simulado o valor da tarifa caso a modalidade tarifária do consumidor fosse a horo sazonal verde.

4.4.1 Valor no ACR

Como elucidado na Seção 2.4, a Modalidade Tarifária Horária Verde considera os postos tarifários apenas para formulação do preço da tarifa de consumo, não se aplicando à de demanda. Desse modo, o valor da demanda passa a ser somente o de Demanda Contratada. O Quadro 11 exhibe os valores que devem ser faturados. Como a demanda medida foi de 511 kW na ponta e 522,02 kW fora da ponta, como mostrado no Quadro 9, não houve Demanda de

Ultrapassagem, como consta no Quadro 11, já que a Demanda Contratada é de 557 kW, quantidade menor que as medidas.

Quadro 11 – Valores faturados, modalidade horária verde

| Item | Posto tarifário | Faturado |
|---------------------------------|------------------------|-----------------|
| Demanda | NA | 557 kW |
| Consumo | Ponta | 24.254 kWh |
| | Fora Ponta | 289.757 kWh |
| Demanda de Ultrapassagem | NA | - |

Fonte: elaboração própria com dados de conta de energia

O valor da demanda que é faturado é sempre o mesmo da demanda contratada, seja ela consumida ou não.

Por se tratar de uma situação hipotética no ACR, os valores das tarifas sem impostos serão os expostos no Quadro 2, da classe Demais Classes, posto que já incluem as parcelas TUSD e TE somadas.

Cada tarifa deve ser recalculada por meio da Equação (1) para que sejam aplicados os impostos. Foram usadas as alíquotas do mês de março do ano de 2019. O Quadro 12 mostra a diferença entre as tarifas antes e depois dessa aplicação.

Quadro 12 – Tarifas com e sem impostos do mês de março de 2019 para Grupo A

| Posto | Sem impostos | | | Com impostos | | |
|-------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| | Demanda (R\$/kW) | Ultrapassagem (R\$/kW) | Consumo (R\$/kWh) | Demanda (R\$/kW) | Ultrapassagem (R\$/kW) | Consumo (R\$/kWh) |
| NA | 26,49 | 52,98 | 0,00 | 37,59 | 75,17 | 0,00 |
| Ponta | 0,00 | 0,00 | 2,26557 | 0,00 | 0,00 | 3,2145 |
| Fora Ponta | 0,00 | 0,00 | 0,30579 | 0,00 | 0,00 | 0,4337 |

Fonte: elaboração própria com dados de conta de energia

Percebe-se aumento de cerca de 42% no preço de cada tarifa quando estas são recalculadas com as alíquotas do mês de março, do ano de 2019, presentes no Quadro 6.

O último passo para obtenção do valor da fatura no ACR é o emprego das tarifas com impostos nos valores a serem faturados. Os resultados, obtidos por multiplicação entre eles, são mostrados no Quadro 13.

Quadro 13 – Fatura hipotética, março de 2019, modalidade verde

| Item | Posto | Faturado | Tarifa | A Pagar (R\$) |
|---------------------------|--------------|-----------------|---------------|----------------------|
| Demanda (kW) | NA | 557 | 37,59 | 20.937,63 |
| Consumo (kWh) | Ponta | 24.254 | 3,2145 | 77.964,48 |
| | Fora Ponta | 289.757 | 0,4337 | 125.667,61 |
| Ultrapassagem (kW) | NA | - | 75,18 | - |
| Total | | | | 224.569,72 |

Fonte: elaboração própria

A energia usada pelo consumidor, caso fosse consumidor cativo da Distribuidora Energisa Tocantins no mês de março de 2019, custaria, portanto, **R\$ 224.569,72**.

Dessa forma, em um quadro em que esse cliente permaneça no ACR, a modalidade tarifária azul seria a menos onerosa a seu orçamento, já que nesse cenário o gasto com energia seria de R\$ 221.602,18, cerca de três mil reais mais barato que o mesmo consumo com tarifas da modalidade horária verde. Isso pode ser explicado pela grande diferença entre as tarifas de consumo na ponta entre essas categorias, pois seu valor na modalidade verde é cerca de 4,7746 vezes maior que na azul.

Valor no ACL

Com a mudança de modalidade tarifária, a alteração somente ocorrerá no valor pago pela TUSD, já que o preço de compra de energia continua sendo o negociado entre comprador e comercializador.

Portanto, a TE continuará custando **R\$ 91.362,76** ao consumidor, como apresentado na Seção 4.3.1, ao passo que a TUSD deve ser calculada com seus novos valores.

Inicialmente, os valores da TUSD sem aplicação de impostos, do Quadro 5, devem ser recalculados com os tributos. As TUSDs com impostos, mostradas no Quadro 14, são computadas por meio da Equação (1), onde os nomes dos impostos são substituídos por suas

alíquotas. Foram usadas as que são referentes ao mês de março, do ano de 2019, exibidas no Quadro 6.

Quadro 14 – TUSD para subgrupo A, março de 2019, modalidade horária verde

| Item | Posto tarifário | TUSD sem impostos | TUSD com impostos |
|----------------|-----------------|-------------------|-------------------|
| Demanda | NA | 26,49 R\$/kW | 37,58 R\$/kW |
| Consumo | Ponta | 1.836,24 R\$/MWh | 2.605,33 R\$/MWh |
| | Fora Ponta | 45,18 R\$/MWh | 64,10 R\$/MWh |

Fonte: elaboração própria

Os valores das TUSDs com impostos devem ser multiplicados pelos seus respectivos valores faturados a fim de se calcular o preço a pagar pelo consumidor.

O Quadro 15 mostra o valor final a ser pago para a distribuidora. Ele é resultado da somatória das parcelas a pagar.

As equações abaixo elucidam o procedimento de cálculo da TUSD.

$$TUSD\ TOTAL = 37,58 \times 557 + 2.605,33 \times 24,254 + 64,10 \times 289,757 \quad (14)$$

$$TUSD\ TOTAL = 102.695,15 \quad (15)$$

Logo, o valor total a ser pago para a distribuidora pela parcela TUSD seria de **R\$ 102.695,15**. A esse, somam-se as parcelas da TE, de **R\$ 91.362,76**, e a taxa mensal para o agente comercializador, de **R\$ 3.750,00**, para se calcular o valor a ser pago pelo cliente no ACL no caso de esse optar pela modalidade horária verde.

Quadro 15 – Fatura a ser paga para a distribuidora

| Item | Posto tarifário | TUSD com impostos | Valor faturado | A pagar (R\$) |
|----------------|-----------------|-------------------|----------------|-------------------|
| Demanda | NA | 37,58 R\$/kW | 557 kW | 20.932,06 |
| Consumo | Ponta | 2.605,33 R\$/MWh | 24.254 kWh | 63.189,67 |
| | Fora ponta | 64,10 R\$/MWh | 289.757 kWh | 18.573,42 |
| Total | | | | 102.695,15 |

Fonte: elaboração própria

Como resultado dessa soma tem-se a cifra de **R\$ 197.807,91**. Novamente, o alto valor da TUSD energia na ponta, na modalidade horária verde, se sobrepõe significativamente aos valores de TUSD da modalidade horária azul.

Para melhor ilustração, o Quadro 16 exibe todos os valores calculados para o consumidor em questão.

Quadro 16 – Valores totais a serem pagos pelo consumidor

| | ACR | | ACL | |
|--------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|
| | Modalidade Azul | Modalidade Verde | Modalidade Azul | Modalidade Verde |
| Total (R\$) | 221.602,18 | 224.569,72 | 188.641,12 | 197.807,91 |

Fonte: elaboração própria

5 CONCLUSÕES

Sendo a cadeia de produção totalmente dependente de energia elétrica, se fazem necessários planos e políticas que melhor atendam as necessidades dos consumidores e das indústrias. Desde o início da implementação do processo de desestatização do setor, que antes disso foi marcado pela precariedade e falta de regulamentação, a estratégia que mais beneficiou a qualidade do suprimento de energia foi a instalação de um ambiente onde esse insumo pode ser negociado livremente entre vendedor e comprador. Isso porque, além de prover a existência de concorrência, abriu espaço para negociações.

Neste trabalho, esse assunto foi abordado de maneira que se pudesse fazer uma comparação prática dos valores das duas modalidades horárias possíveis e nos dois ambientes de contratação de energia elétrica: livre e regulado. Para isso, foram efetivamente calculadas as prováveis faturas de energia de um consumidor com base em informações de uma de suas contas passadas.

Os resultados obtidos demonstraram que, para o consumidor estudado, a compra de energia pelo mercado livre com TUSD na modalidade tarifária horária azul é a combinação mais rentável por apresentar a menor média de TE, de 290,00 R\$/MWh no ACL, contra 344,97 R\$/MWh no ACR do estado do Tocantins.

Além disso, pode ser percebida a diferença entre as TUSDs das modalidades tarifárias. Aparentemente, o fato de a modalidade tarifária horária verde não ter componente de demanda conforme o posto pode levar a crer que resultará em um valor mais baixo de tarifa que a modalidade tarifária horária azul. Entretanto, essa é uma impressão errônea, já que a TUSD energia ponta da modalidade verde é cerca de 40,64 vezes maior que a mesma componente da modalidade azul, custando R\$ 9.166,79 a mais no mês de referência.

Por fim, em uma comparação entre os preços pagos pelo consumidor antes e depois da migração hipotética para o ACL, o mesmo uso de energia que em determinado mês poderia custar R\$ 32.961,06 menos, caso essa fosse negociada no mercado livre de energia. Isso já era esperado, pela diferença no valor da TE dos dois ambientes.

Considerando que a média de economia seja de R\$ 30.000,00 por mês, essa empresa deixaria de gastar R\$ 360.000,00 com energia elétrica por ano. Isso significa que seu poder de investimento em outras áreas fica muito maior, o que gera desenvolvimento direta e indiretamente à toda sociedade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACEEL. **Cartilha - Energia Livre: Como a liberdade de escolha no setor elétrico pode ajudar o Brasil.** São Paulo. 2014.

ABRACEEL. **Cartilha - Mercado Livre de Energia Elétrica: um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais.** Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. P. 15. 2016.

ABRADEE. **Tarifas de Energia.** Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>>. Acesso em: 2 Janeiro 2019.

ANEEL. Bem-vindo à ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 201-. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/a-aneel>>. Acesso em: 2 Janeiro 2019.

ANEEL. Resolução Homologatória 2413/2018: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2018, as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referentes à Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A. - ETO, e dá outras providências. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=187038&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0>. Acesso em: 3 Janeiro 2019.

ANEEL. **Resolução Normativa N 414, de 9 de setembro de 2010:** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Diário Oficial da República Federativa do Brasil.2010.

ANEEL. **Cartilha - Por dentro da conta de energia.** Agência Nacional de Energia Elétrica. 2016.

ANEEL. Entendendo a Tarifa. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>>. Acesso em: 27 Dezembro 2018.

ANEEL. Regulação do Mercado de Energia Elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/mercado-de-eletricidade>>. Acesso em: 27 Dezembro 2018.

BRASIL. LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.**, 1995.

BRASIL. LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências**, 1996.

BRASIL. LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.**, Brasília, DF, ago 1997.

BRASIL. 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**, 2004a.

BRASIL. DECRETO Nº 5.175 DE 9 DE AGOSTO DE 2004. **Constitui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE**, 2004.

BRASIL. DECRETO Nº 5.184 DE 16 DE AGOSTO DE 2004. **Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências**, 2004.

BRASIL. DECRETO Nº 8.871, DE 6 DE OUTUBRO DE 2016. **Aprova a Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e das Funções de Confiança do Ministério de Minas e Energia e dá outras providências**, 2016.

CARÇÃO, J. F. **Tarifas de energia elétrica no Brasil**. São Paulo: 2011.

CCEE. Com quem se relaciona. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 201-. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=67om9yez7_1&_afLoop=730913150136516#!%40%40%3F_afLoop%3D730913150136516%26_adf.ctrl-state%3D67om9yez7_5>. Acesso em: 2 Janeiro 2019.

CCEE. Razão de Ser. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 201-. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_adf.ctrl-state=so4816v3l_5&_afLoop=758142944054416#!>. Acesso em: 2 Janeiro 2019.

CCEE. Setor Elétrico. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 201-. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=6zqrsj06j_5&_afLoop=311868510496635#!>. Acesso em: 23 Dezembro 2018.

CCEE. Tarifa Marginal de Operação. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**, 201-. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/tarifa_marginal?_adf.ctrl-state=6zqrsj06j_18&_afLoop=310124978528592#!>. Acesso em: 06 janeiro 2018.

CCEE. **Submódulo 3.1 - Contratos no Ambiente Livre**. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Módulo 3 - Contratação de Energia, 2016.

CCEE. Preço de Liquidação das Diferenças. In: _____ **Regras de Comercialização**. 2018.

CEMIG. História da Eletricidade no Brasil. **Companhia Energética de Minas Gerais**, 201-. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/historia_da_eletricidade_no_brasil.aspx>. Acesso em: 23 Dezembro 2018.

ELETROBRAS. Sobre a Eletrobras. **Eletrobras**, 201-. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx>>. Acesso em: 26 Dezembro 2018.

ENERGISA. Tipos de Tarifas. **Energisa**, 2018. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/empresa/Paginas/grandes-empresas/taxas-prazos-e-normas/tipos-tarifas.aspx>>. Acesso em: 4 Janeiro 2019.

FIRJAN. **Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?** Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. 2017.

GARCIA, L. H. C. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro e a crise do racionamento (1981-2002)**. Ribeirão Preto: 2011.

GENERGIA. **Tudo sobre Mercado Livre de Energia**. Grupo Genergia. João Pessoa. 2016. ME. História do Setor Elétrico. **Memória da Eletricidade**, 2017. Disponível em: <<https://portal.memoriadaeletricidade.com.br/historia-do-setor-eletrico/>>. Acesso em: 7 Dezembro 2018.

ONS. O que é ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**, 201-. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 02 Janeiro 2019.

PORTAL MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. História do Setor Elétrico, 2017. Disponível em: <<https://portal.memoriadaeletricidade.com.br/historia-do-setor-eletrico/1879-1896-experiencias-e-empreendimentos-pioneiros/>>. Acesso em: 02 Janeiro 2019.

PROCEL. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. 2011.

PRORET. **Submódulo 3.2: Custos de Aquisição de Energia**. Procedimentos de Regulação Tarifária. 2016.

PRORET. **Submódulo 3.3: Custos de Transmissão**. Procedimentos de Regulação Tarifária. 2016.

PRORET. **Submódulo 2.2: Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis**. Procedimentos de Regulação Tarifária. 2017.

RISKALLA, F. F. **Migração para o Mercado Livre de Energia: estudo de caso**. Rio de Janeiro: 2018.

TÁCITO, C. **Evolução das Concessões de Energia Elétrica no Brasil**. Primeiro Seminário Nacional de Direito da Energia. Rio de Janeiro. 1984.