

Redução de custos com energia elétrica pela migração ao mercado livre de energia

Tales de Souza Queiroz¹, Jorge Javier Gimenez Ledesma² e Oswaldo Hideo Ando Junior³

Resumo—Neste trabalho é analisado e sugerido como primeira aproximação, modificações na contratação de energia elétrica, estimando as economias obtidas, por parte de duas unidades consumidoras pertencentes à mesma pessoa jurídica, ambas localizadas no estado do Paraná, Brasil. Para fornecer os fundamentos teóricos necessários, discorreu-se sobre o setor de energia elétrica brasileiro, mapeando-se as principais instituições do setor e os seus segmentos, caracterizando o ambiente de contratação regulada no que diz respeito: ao fornecimento de energia elétrica, enquadramento tarifário e composição da tarifa; também caracterizou-se o ambiente de contratação livre no que concerne: aos requisitos, os passos para realizar a migração, o processo de contabilização, o mercado de curto prazo, e entre outros. Posteriormente, partiu-se para o estudo de caso avaliando os dados de consumo e demanda de energia elétrica dos últimos 23 meses. Após isso, foram explorados quatro cenários: no primeiro, levantou-se os custos no ambiente de contratação regulada. No segundo a estimou-se a demanda ideal a ser contratada e no terceiro calculou-se os custos no ambiente de contratação livre. Logo comparou-se os cenários 2 e 3 com o de referência e determinou-se que com a demanda ideal, poderia ser alcançado uma economia ao redor de 7%, enquanto que na migração para o mercado uma economia de 24% poderia ser alcançada. No quarto cenário, projetou-se o consumo e a demanda faturada para o período de abril de 2019 a março de 2020, calculou-se os custos para cada ambiente de contratação e apreciou-se uma economia ao migrar para o mercado livre de 22%.

Palavras-chave—Redução de custos, ambiente de contratação regulada, mercado livre de energia, gestão energética.

I. INTRODUÇÃO

O grau de desenvolvimento de uma nação se vê fortemente influenciado por seu gerenciamento energético. Sendo um componente fundamental do sistema socioeconômico e ambiental, o acesso à energia, a garantia de seu fornecimento, com qualidade e os preços aos quais esta se encontra disponível, vão influenciar de forma direta a competitividade da indústria, bem como nas atividades cotidianas que se desenvolvem em dita nação [1] [2] [3].

Dos elementos que formam parte da cadeia de suprimentos de uma indústria, a energia elétrica desempenha uma função primordial, pois via de regra não possui outro substituto, e sua utilização envolve os principais processos [4]. Nesse sentido, a gestão energética empresarial concentra-se em estratégias para a otimização do uso e da contratação de energia elétrica [4].

¹Tales de Souza Queiroz, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, Brasil, talessqueiroz@gmail.com

²Jorge Javier Gimenez Ledesma, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, Brasil, jorge.ledesma@unila.edu.br

³Oswaldo Hideo Ando Junior, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu, Brasil, oswaldo.junior@unila.edu.br

Esta otimização pode ser segmentada em dois tipos de ações: técnicas, envolvendo a mudança de hábitos de consumo e aumento da eficiência energética do sistema produtivo, e administrativas, contemplando estratégias inteligentes para a tomada de decisões na contratação do fornecimento de energia elétrica e controle das faturas [4]. Enquanto a primeira reduz a quantidade consumida, a segunda visa diminuir o preço unitário da energia adquirida [5]. A aplicação isolada dos dois tipos de ações tem um impacto econômico menor que a aplicação em conjunto [4].

A energia elétrica consumida pela indústria brasileira no ambiente de contratação regulado sofre excessiva oneração e o alto custo tarifário impacta a competitividade da indústria nacional em relação a outros países [6].

Em busca de melhores preços, previsibilidade orçamentária pequenas e médias empresas sendo elas: indústrias, shopping centers, edifícios comerciais, hospitais e universidades, estão migrando do ambiente de contratação regulada para o chamado ambiente de contratação livre, conhecido também por mercado livre de energia [7]. Com o mesmo objetivo, muitas empresas do setor de varejo de diversos nichos de atividades tais como: supermercadistas, lojas de departamento, vestuários, material de construção, cosméticos, perfumaria e farmacêutica, também estão migrando para o mercado livre [8].

O ambiente de contratação livre tem se consolidado como um vetor para o desenvolvimento das fontes renováveis, conciliando a oferta dessas fontes com o interesse crescente dos consumidores por matrizes energéticas renováveis. No ano de 2017, registrou-se que cerca de 30% de toda a energia consumida pelo mercado livre foi proveniente de fontes renováveis de pequeno porte (eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e solar); também verificou-se que 70% da energia elétrica proveniente de usinas a biomassa e das pequenas centrais hidrelétricas foram comercializadas nesse ambiente [9].

Sendo o Chile como um dos precursores do mercado livre de energia elétrica a nível mundial, esse mercado não é uma novidade na América Latina; países como Colômbia, El Salvador, Guatemala, Paraná, Peru, Uruguai, República Dominicana, Bolívia e México, cada um com suas próprias características, permitem os consumidores elegíveis a escolher seu fornecedor de energia. Desde 2007, o mercado europeu (27 países membros) está totalmente aberto, até mesmo os consumidores residenciais podem escolher seu supridor. Entretanto, ainda existem países como África do Sul e China que possuem o mercado de energia elétrica fechado [10] [11].

O objetivo deste trabalho será analisar, e se possível, propor

como primeira aproximação, modificações na contratação de energia elétrica estimando as economias alcançadas, por parte de duas unidades consumidoras que pertencem à mesma pessoa jurídica, uma localizada em Foz do Iguaçu e outra em Curitiba, ambas no Estado do Paraná, Brasil, as quais são atendidas pela mesma concessionária de distribuição. Uma das modificações irá estimar a demanda ideal a ser contratada, enquanto a outra analisará a migração para o ambiente de contratação livre.

Para alcançar este objetivo, na fundamentação teórica serão discutidas, sem a intenção de esgotar o assunto, as regulamentações que envolvem o tema. Logo será analisado o estudo de caso. E finalmente, serão realizadas as considerações finais.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, será feito um mapeamento das principais instituições do setor elétrico, abordando algumas resoluções normativas pertinentes sistema elétrico brasileiro, entre outros, no que diz respeito aos segmentos de consumo e os grupos tarifários vigentes. Por fim, há uma comparação entre os ambientes de contratação de energia elétrica.

A. Instituições do setor elétrico

Na Figura 1 é mostrado as principais instituições do setor elétrico brasileiro.



Figura 1. Instituições que compõem a governança do setor elétrico de brasileiro. Fonte: [12]

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que tem como principais atribuições a formulação de políticas e diretrizes de energia que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as

mais remotas e de difícil acesso [13]. Dentre outras responsabilidades deste órgão, incluem-se: a revisão periódica das matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, por estabelecer diretrizes para programas específicos¹, e por definir diretrizes para a importação e a exportação de petróleo e gás natural [13].

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão do governo federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE, sendo responsável também por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, por monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e por definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia [14].

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma instituição pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético [15].

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é um órgão sob coordenação direta do MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional [16].

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria [17].

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil, de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL [18].

A resolução normativa nº 109, de 26 de outubro de 2004 instituiu a convenção de comercialização de energia elétrica, estabelecendo a estrutura e a forma de funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) [19]. Sua atuação ocorre desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo. Também promove os leilões de energia, sob delegação da ANEEL [20].

B. Segmentos do setor

No que diz respeito aos segmentos do setor elétrico, o mesmo pode ser dividido em quatro partes: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização.

¹Programas específicos como: os de uso do gás natural, o uso do álcool, uso de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear.

1) *Geração*: O segmento de geração é responsável pela produção de energia elétrica. Podem ser divididos em geradores públicos, produtores independentes de energia e auto-produtores. Conforme o banco de informações de geração, o Brasil possui no total 4904 empreendimentos em operação, totalizando 158,07 GW de potência instalada [21].

Na Figura 2 é apresentado um gráfico da matriz elétrica brasileira e suas distintas fontes de geração. O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, conhecido por Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte com capacidade de geração composta, principalmente, por usinas hidrelétricas, distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país [22].

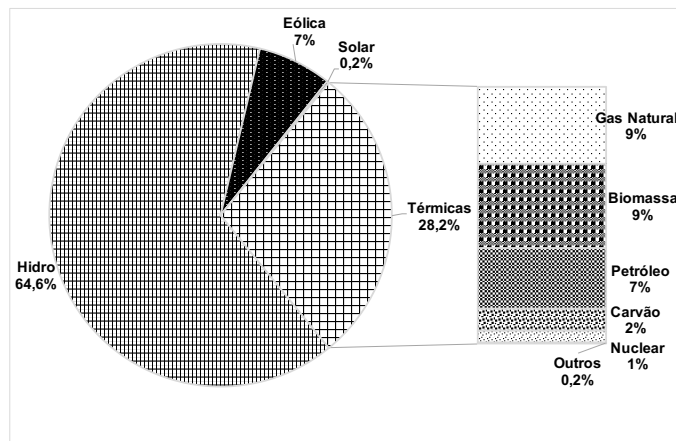


Figura 2. Gráfico da matriz elétrica brasileira. Autor, baseado nos dados de [23].

Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, de maneira acentuada nas regiões nordeste e sul, apresentou um crescimento expressivo e representa 7% da potência instalada da matriz elétrica. As usinas térmicas, em geral localizadas nas proximidades dos principais centros de carga, desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro [22].

2) *Transmissão*: O segmento de transmissão tem a finalidade de transportar grandes quantidades de energia provenientes das usinas geradoras até o ponto de distribuição ou de consumo. No Brasil, a administração e operação de mais de cem mil quilômetros de linhas de transmissão é de responsabilidade de 77 concessionárias [24].

O SIN é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias [22].

3) *Distribuição*: Recebem grande quantidade de energia do sistema de transmissão, realizando sua conversão a uma tensão

menor e a transporta até o consumidor final. Existem diversas concessionárias distribuidoras de energia elétrica no território brasileiro [25].

4) *Comercialização*: A compra e venda de energia elétrica ocorre neste segmento, sendo que as negociações podem ocorrer em dois ambientes distintos: No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) [20].

De acordo com o art. 7º da Resolução da ANEEL nº109/2004, denominada Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, "os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia elétrica por parte dos agentes vendedores, podendo a energia ser entregue por outro agente da CCEE, ressalvando-se, para todos os efeitos, que a responsabilidade contratual pela entrega da energia continua sendo do agente vendedor referido no contrato." [19]. "De forma análoga e simplória seria como se o SIN fosse uma enorme caixa d'água, sendo função dos geradores encher e dos consumidores esvaziar. Nesse contexto, o gerador negocia com o consumidor a quantidade de água que o mesmo deve retirar, mas a partir do momento em que os geradores colocam água na caixa se torna impossível identificar se a água que o consumidor está retirando é a mesma que o gerador, com o qual ele tem contrato, forneceu. Assim, não existe o compromisso físico de entrega, mas existe o compromisso de abastecimento por parte do gerador, tendo em vista que a capacidade de armazenamento da caixa d'água é nula. Portanto, a comercialização de energia elétrica no SIN é concretizada de forma puramente contratual e contábil" [26, p. 50-51].

Ambiente de Contratação Regulada (ACR): Participam as geradoras e distribuidoras, onde a contratação de energia elétrica é realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL. São denominados como Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), sendo o preço da energia estabelecido no leilão. As distribuidoras devem atender à totalidade de seus mercados a saber: os consumidores cativos, que são aqueles que não atendem aos requisitos para se tornarem livres e, por ventura, haverão clientes que atendem a tais requisitos e não exercem esta opção, estes são chamados de potencialmente livres [27] [20].

Ambiente de Contratação Livre (ACL): Já neste ambiente fazem parte os agentes importadores, exportadores, comercializadores de energia elétrica, consumidores livres e os consumidores especiais. Os termos dos contratos e os preços estabelecidos são livremente negociados entre os agentes [20].

A resolução normativa nº 678/2015, estabelece os requisitos e os procedimentos necessários para obter e manter a continuidade da autorização para comercializar energia elétrica no SIN. Referida resolução define que a atividade de comercialização compreende a compra e a venda de energia elétrica em referido sistema [28].

Neste sentido, o comercializador poderá comprar energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ACL, vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos

consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no ACR [20]. Este agente assume o risco de crédito do consumidor e o risco de performance do produtor, oferecem liquidez ao mercado, viabilizando a competição [25].

Um agente recentemente criado foi o comercializador varejista, onde sua finalidade é simplificar o ingresso de empresas de menor porte ao ACL, reduzindo a complexidade da adesão e fortalecer o desenvolvimento do mercado livre [27].

5) *Comparação entre os segmentos*: O setor de geração pode ser considerado competitivo, onde a maioria dos geradores tem condições para negociar seus preços, seja diretamente com consumidores livres, seja por meio de leilões regulados. Por outro lado, o segmento de transmissão e distribuição de energia, tem seus preços regulados pela ANEEL, não havendo liberdade para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que usualmente contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora [24]. "Os agentes de transmissão e distribuição atuam em mercados em que a competição reduz a eficiência econômica, que, por esse motivo, são denominados monopólios naturais" [29, p. 51].

Nas próximas subseções será caracterizado, com maior profundidade, a contratação de energia elétrica no ambiente regulado, no que diz respeito ao fornecimento, enquadramento tarifário e como é composta a tarifa de energia elétrica.

C. Fornecimento de Energia Elétrica

A Resolução Normativa nº 414/2010 estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, trazendo entre outros, a definição de dois grupos consumidores e seu subgrupos, os quais são classificados por faixas de tensão. [17].

A composição do grupo A (alta tensão) é dada por unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, e apresenta os seguintes subgrupos [17]:

- A1 – igual ou superior a 230 kV;
- A2 – de 88 kV a 138 kV;
- A3 – de 69 kV;
- A3a – de 30 kV a 44 kV;
- A4 – de 2,3 kV a 25 kV; e
- AS – inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Já o grupo B (baixa tensão) é composto de unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, também apresentando diversos subgrupos [17]:

- B1 - residencial;
- B2 – rural;
- B3 – demais classes; e
- B4 – Iluminação Pública.

1) *Enquadramento Tarifário*: Levando em consideração o comportamento da carga ao logo do dia e ao longo do ano, com o intuito de estimular o uso de energia elétrica em horários

com menor demanda de carga e reduzir seu consumo nos períodos secos (devido a menor disponibilidade hídrica), foi criada a tarifação horo-sazonal [17]. Por meio dela aplicase preços diferenciados a energia elétrica (de demanda e de consumo), a depender do horário (ponta e fora de ponta) e período do ano (seco e úmido) [30]:

- Posto tarifário ponta (P): corresponde a um período de três horas consecutivas definido pela concessionária local.
- Posto tarifário fora de ponta (FP): horas diárias restantes do dia com relação ao horário de ponta.
- Período seco: maio a novembro.
- Período úmido: dezembro a abril.

A demanda representa a estrutura de geração e transmissão da energia elétrica que a concessionária disponibiliza ao consumidor e é definida como a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado [31]. Nesse sentido a Demanda Medida é o maior valor de demanda registrado no período de faturamento. A Demanda Contratada é definida como sendo a demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, que deverá ser paga integralmente, mesmo que não seja utilizada ² [31]. Já o consumo retrata a quantidade de energia consumida registrado no período de faturamento. Numa analogia a um sistema mecânico, pode-se dizer que o consumo caracteriza o trabalho executado e a demanda exprimi o quão rápido um trabalho foi realizado (potência). Nesse contexto, para um mesmo consumo, podem ocorrer demandas distintas.

A modalidade tarifária é definida por um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. Para o grupo B apresentam-se duas modalidades tarifárias³, enquanto que o grupo A é constituído por duas modalidades descritas a seguir:

Horossazonal verde: Possui tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e uma única tarifa de demanda de potência. É possível de ser aplicada somente para as unidades consumidoras do grupo A, sub-grupos A3a, A4 e AS [30].

Horossazonal azul: Dispõe de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia. É disponível para todos os consumidores ligados em alta tensão, sendo obrigatória aos consumidores dos níveis A1, A2 e A3, e opcional aos demais níveis [30].

² Desta forma, a partir da assinatura do contrato, a concessionária garante que o consumidor terá a disposição a potência necessária para poder ser solicitada a qualquer momento.

³ No que diz respeito ao grupo B, uma das modalidades é a convencional monômnia, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; enquanto a outra é a modalidade tarifária horária branca, que exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia.

D. Composição da tarifa de energia elétrica

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), é um conjunto de módulos que consolida a regulamentação a cerca dos processos tarifários.

Os diversos componentes tarifários como Transporte, Perdas Encargos e Energia comprada para revenda, são funções de custo que se agregam para formar duas tarifas, a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A partir das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal (postos tarifários e por faixa de tensão (grupos/subgrupos tarifários), os quais foram descritos anteriormente [30]. A seguir serão explanados, *en passant*⁴ os itens que formam a TUSD e a TE.

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: É definida como valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema [30].

Seus custos regulatórios são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária. As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários os quais são apresentados na Figura 3.



Figura 3. Componentes da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição [30].

A TUSD TRANSPORTE, é compreendida pela TUSD FIO A, a qual formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, e a TUSD FIO B, que é constituída por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, abarcando o custo anual dos ativos, custo de administração, operação e manutenção [30].

A TUSD PERDAS recupera os custos regulatórios com [30]:

- 1) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- 2) Perdas não técnicas;
- 3) Perdas na Rede Básica;
- 4) Receitas Irrecuperáveis.

A TUSD ENCARGOS, recupera os custos de [30]:

- 1) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D EE);

⁴de maneira superficial

- 2) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- 3) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
- 4) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);^e
- 5) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

TE – Tarifa de Energia: É valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos contratos: de Compra de Energia Regulada (CCER), de fornecimento de consumidores do grupo A e de adesão de consumidores do grupo B [30]. As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários apresentados na Figura 4.

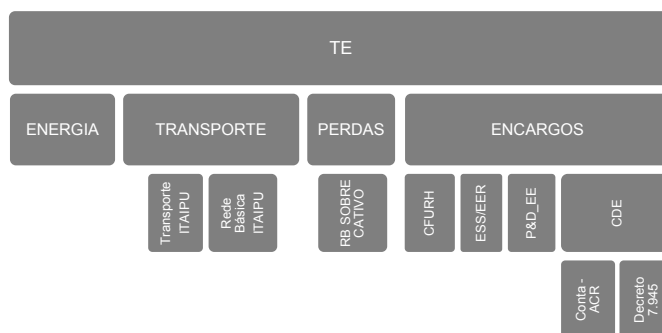


Figura 4. Elementos formadores da Tarifa de Energia [30].

A TE ENERGIA, recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo a compra nos leilões do ACR, as quota de Itaipu; a geração própria; a aquisição do atual agente supridor e a compra de geração distribuída [30].

A TE ENCARGOS recupera os custos de: a.

- 1) Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER);
- 2) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D EE);
- 3) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH);^e
- 4) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A TE TRANSPORTE recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu. Já a TE PERDAS recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia [30].

Bandeiras tarifárias : O sistema de bandeiras tarifárias, (verde, amarela e vermelha) foram criados para indicar se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de energia elétrica. Quando a bandeira é verde, indica-se que há condições favoráveis de geração de energia e tarifa não sofre nenhum acréscimo. Quando a é bandeira amarela, entende-se que as condições de geração são menos favoráveis, dessa

maneira a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada (kWh) consumidos. Para as condições mais custosas de geração, a bandeira utilizada é a vermelha e a tarifa sobre acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumido. Ainda na mesma cor, agora com patamar 2, ocorre em condições ainda mais custosas de geração e tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada kWh consumido [32].

E. Caracterização do Ambiente de Contratação Livre

Agora será discutido com mais profundidade a contratação de energia no mercado livre, no que se refere aos requisitos para comprar energia nesse ambiente como consumidor, o processo de migração, as nuances dos contratos bilaterais, os possíveis descontos, a contabilização entre os montantes contratados e os medidos, bem como das possíveis penalidades.

Dentro deste ambiente existem dois tipos de consumidores: os que são ditos livres e os especiais [33].

Dos requisitos: Na Figura 5 são apresentadas as regras para cada tipo de consumidor, considerando a data e a tensão de conexão e de qual fonte de geração ele pode comprar sua energia. Para ser enquadrado como consumidor livre o primeiro dos requisitos é que a demanda contratada deve ser igual ou superior a 3.000 kW. Caso a ligação com a rede foi realizada após 8/7/1995, a energia pode ser advinda de qualquer fonte; se a ligação foi anterior a essa data, o nível de tensão influenciará o tipo de fonte de energia que pode ser contratada. Para um nível de tensão menor que 69 kV a energia deverá ser proveniente de fontes incentivadas, caso seja maior que 69 kV qualquer fonte de energia poderá ser contratada [33].

No que diz respeito ao consumidor especial, a demanda contratada deve ser entre 500 kW e 3.000 kW, individualmente ou por consórcio de fato (mesmo endereço) ou por consórcio de direitos (mesma pessoa jurídica) e a tensão de conexão deve ser superior a 2,3 kV. O consumidor especial poderá adquirir sua energia apenas de fontes incentivadas [33].

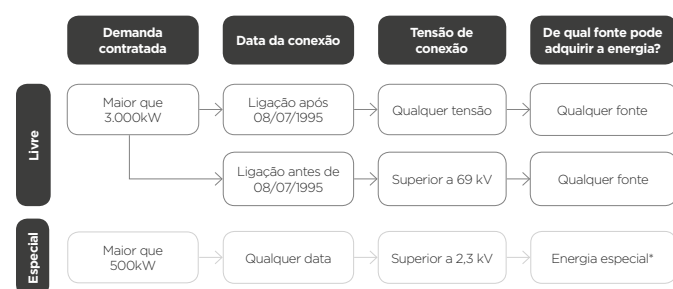


Figura 5. Requisitos para contratar energia no mercado livre. Fonte: [33].

1) *Processo Migratório:* Na avaliação do enquadramento tarifário, é verificado se os requisitos de tensão e demanda contratada, são atendidos. Na maioria dos casos, os contratos juntos com a distribuidora tem duração de doze meses e sua rescisão deve ocorrer com seis meses de antecedência [34].

O estudo de viabilidade econômica, consiste basicamente em comparar as previsões de custos no mercado cativo e no mercado livre, avaliando as economias obtidas no ACL.

Tomada a decisão de migração, o cliente deve denunciar o contrato no mercado regulado junto à distribuidora através do documento “Carta Denúncia”, observando os prazos de aviso previsto no referido contrato e as possíveis multas decorrentes de sua rescisão [34]. Em seguida, deve-se proceder a compra de energia, celebrando o contrato de comercialização de energia no ambiente livre (CCEAL) ou contrato de compra de energia incentivada (CCEI) com as empresas de comercialização ou de geração de energia. Junto a distribuidora é elaborado o Contrato de Uso do Sistema de distribuição (CUSD) [34]. Caso decida-se voltar ao ambiente cativo esse retorno poderá ocorrer em até cinco anos a partir da solicitação de migração [34].

Posteriormente solicita-se junto a concessionária de distribuição a viabilização do parecer de localização e a elaboração do projeto de adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). O SMF é necessário para a medição das grandezas elétricas utilizadas na contabilização e faturamento de energia elétrica comercializada na CCEE [35]. Deve-se informar todos os dados necessários à sua elaboração tais como carga, demanda a ser contratada, localização da medição e outras informações que a distribuidora vier a necessitar [34]. Concomitantemente solicita-se a adesão à CCEE, para tornar-se um agente.

O projeto do SMF é responsabilidade da distribuidora, enquanto que o responsável por sua execução é o consumidor. O comissionamento desse sistema é realizado em conjunto com ambas as partes. Após comissionado, é iniciado o procedimento de modelagem do ativo, o qual é validado pela distribuidora e analisado pela CCEE [34].

Concluída a adequação do SMF, a CCEE comunica ao cliente sua deliberação quanto à inclusão do sistema de medição no sistema de contabilização, finalizando a etapa de modelagem do ativo, e habilitando-o a iniciar suas atividades de comercialização de energia no âmbito daquela câmara [34].

2) *Dos contratos bilaterais:* São assinados entre o vendedor e o comprador de energia, devendo-se especificar a quantidade de energia em MWh a ser entregue durante um determinado período [20]. Frequentemente, nos contratos estabelecidos ocorre uma distribuição mensal do volume anual de energia contratado, esse processo é conhecido como sazonalização. Também pode ser distribuído de forma uniforme ao longo dos meses do ano, conhecido como sazonalização flat [35]. Um procedimento semelhante ao anterior, que consiste na distribuição do volume mensal contratado por hora ou semanalmente, é a modulação. Da mesma forma, também pode ser distribuída de forma uniforme ao longo das horas do mês, respeitando os limites mensais contratados [35].

3) *Energia incentivada:* Com o objetivo de desenvolver a geração de energia proveniente de fontes alternativas, foram criados incentivos, regulados pela ANEEL, para estimular empreendedores e consumidores a investirem nesse segmento do mercado de energia.

O termo gerador incentivado está relacionado com o desconto concedido pela ANEEL, a partir da lei a Lei nº 427/1996, não inferior a 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD), incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia elétrica comercializada [26].

As fontes de energia que estão sujeitas a desconto, a saber: pequenas centrais hidrelétricas, solar, biomassa cogeração qualificada e eólica. Esse desconto pode ser de 50%, 80% ou 100% e os requisitos para que o mesmo seja aplicado, depende na maioria dos casos da potência injetada pela usina e do início de sua operação comercial [26] [35].

4) *Contabilização*: A medição física dos dados referentes à geração e o consumo de energia dos agentes, incluindo as perdas associadas, são informações fundamentais para todo o sistema, sendo considerados como dados de entrada para o processo de contabilização. Os dados de energia elétrica, coletados nos pontos de medição, pela CCEE, por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), são usados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL) [36].

O registro de todos os contratos de compra e venda de energia elétrica, bem como os dados de medição dos pontos de consumo e geração no Sistema de Contabilização e Liquidação, é conhecido por processo de contabilização. Os cálculos previstos nas regras de comercialização são efetuados por esse sistema, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados [35]. "Esse cálculo é feito para todos os patamares de carga de todas as semanas do mês contabilizado, tendo dessa forma, o resultado líquido do agente da CCEE, ou seja, o montante que terá que pagar ou receber no processo de liquidação financeira" [36].

5) *Mercado de curto prazo*: Até o momento, a energia elétrica tem a característica de não ser armazenável em grandes quantidades e de forma economicamente viável [35]. Por esse motivo o balanço geração-consumo deve ser feito instantaneamente, de tal forma que, em geral, subsistem diferenças entre o volume contratado e o consumido. Essa diferença deve ser liquidada no mercado de curto prazo, valorado a um preço que reflita o custo marginal de operação do sistema. Nessa perspectiva, o objetivo do Mercado de Curto Prazo é a contabilização e a liquidação de diferenças entre os montantes de energia contratados e os efetivamente consumidos ou produzidos pelos agentes [35] [20]. Esta atividade é realizada mensalmente, tendo como base o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que é publicado antecipadamente pela CCEE. O cálculo do PLD leva em conta a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema e observa limites máximos e mínimos estabelecidos pela ANEEL [35] [20].

O custo marginal de operação do sistema elétrico é, de forma simplificada, dado pela usina térmica mais cara despachada por motivos energéticos ou pelo valor da água naquele instante. É obtido através da utilização de uma cadeia de softwares de otimização do sistema (Newave e Decomp) [35] [36].

6) *Penalidades*: Os consumidores especiais estarão sujeitos a penalidades caso não garantam o atendimento a 100% de sua carga. A apuração de insuficiência de cobertura contratual de consumo, é promovida mensalmente pela CCEE. A verificação de atendimento ao lastro integral dos agentes está alinhada à questão da segurança de suprimento, uma vez que o lastro é constituído por garantia física das usinas próprias e/ou por contratos de compra de energia elétrica. Por consequência, a exigência de lastro integral para cada agente leva o sistema a um cenário em que, independentemente da cadeia de comercialização e das relações comerciais formadas, a carga total do sistema não é maior do que o somatório dos valores de garantia física de todas as usinas em operação comercial no SIN [35].

F. Comparação entre os dois ambientes de contratação

Enquanto no ACR as condições contratuais e tarifas reguladas pela ANEEL, onde a tarifa depende do preço de compra da distribuidora, no ACL, as condições contratuais são negociadas livremente entre as partes: preços, quantidades, sazonalização, modulação, flexibilidade, prazo, reajuste, garantias. No ambiente cativo existe a incidência de bandeiras tarifárias, fato que não ocorre no mercado livre [37].

No ACL, o consumidor deve realizar a gestão da energia: comprovar lastro contratual, gerenciar o momento da renovação dos contratos, acompanhar a regulamentação. Já no ACR o consumidor não precisa comprovar lastro contratual [37].

Aguiar (2008) [38], avaliou quais critérios devem ser levados em consideração na hora do consumidor potencialmente livre escolher em qual mercado deverá adquirir sua energia, bem como os riscos inerentes ao ACL e, como ele deve proceder em sua tomada de decisão. Depois de analisar a conjuntura, Aguiar encorajou à migração para ACL, considerando as possibilidades de economia naquele momento [38, p. 86]. Em sua conclusão argumentou também que dentre os critérios de escolha em qual ambiente atuar, o consumidor deve sempre buscar o ambiente que lhe ofereça maior retorno financeiro, bem como um menor risco. Nesse sentido, um dos fatores que corroboram para o aumento do risco de perda financeira é o desconhecimento das nuances do mercado, especificamente, no mercado de energia elétrica.

Florezi (2009) [39], objetivou dar uma visão prática para os consumidores elegíveis ou não ao ambiente de contratação livre e propôs uma metodologia básica de análise para suporte da decisão relativa à migração para o ACL. O autor pondera que para o consumidor cativo decidir se opta ou não pelo mercado livre de energia, é importante salientar a necessidade de realizar um estudo bastante acurado. Sugere o suporte de uma consultoria séria, para que os riscos envolvidos no ambiente de livre contratação sejam minimizados ou até mesmo administrados, garantindo o fornecimento futuro de energia a preços competitivos [39, p.124].

Lamas (2010) [40], considerou que embora a legislação atual faculte aos consumidores atendidos em alta tensão, grupo A, diferentes alternativas no fornecimento de energia, não existe uma metodologia para avaliação da alternativa mais

econômica sob o ponto de vista do consumidor. Dessa forma, o seu trabalho propôs uma metodologia para tratamento deste problema. A partir da análise realizada, Lamas considerou que a distribuidora que pratica uma tarifa de menor valor, em relação as demais distribuidoras do mercado, torna o seu mercado regulado mais atrativo. Enquanto que, as distribuidoras que praticam tarifas de maior valor induzem o consumidor à migração para o ambiente de contratação livre. No aspecto da migração a autora ponderou que "a migração do mercado regulado para o livre traz incertezas ao consumidor, com relação ao preço futuro da energia, que está associado aos níveis hidrológicos no território brasileiro" [40, p.75].

III. ESTUDO DE CASO

No Brasil, o consumo de energia elétrica no setor residencial e comercial, é bastante significativo, correspondendo aproximadamente 48% do total consumido no país. O setor industrial consome cerca de 36 %, enquanto o restante do consumo deve-se basicamente ao setor rural, poder público e iluminação pública [41, p. 88] [42]. Neste trabalho serão analisadas duas unidades consumidoras, reunidas por comunhão de direitos (pertencentes a mesma pessoa jurídica). Uma das unidades está localizada em Curitiba e a outra localizada em Foz do Iguaçu, ambas no estado do Paraná e atendidas pela Copel Distribuidora. Os dois estabelecimentos possuem finalidade administrativa. O funcionamento ocorre em horário comercial de segunda a sexta-feira. A tensão de fornecimento é de 13,8 kV, subgrupo A4. A modalidade tarifária é a horossazonal verde. Os dados foram obtidos por meio da ouvidora da empresa, que por sua vez forneceu informações do consumo de energia elétrica, demanda contratada e demanda medida.

A. Metodologia

No que diz respeito a metodologia de trabalho para o estudo de caso, a mesma ocorrerá como se segue. Com o objetivo de poder comparar possíveis caminhos para tomada de decisão, são criados os cenários. Dessa forma, após avaliar os dados de demanda e consumo de energia elétrica dos últimos 23 meses, compreendendo o período de maio de 2016 a março de 2017 e o período de abril de 2017 a março de 2018, serão analisados quatro cenários.

No primeiro cenário ou cenário de referência, serão levantados os custos referentes aos dois períodos, levando em consideração as tarifas vigentes e as simplificações adotadas.

No segundo cenário, estuda-se qual seria o valor de demanda ideal a ser contratada junto a distribuidora para o período de maio de 2016 a março de 2017 e para período de abril de 2017 a março de 2018 e quais seriam os custos relacionados para esse novo contrato. Os 23 meses de dados foram divididos em duas partes para encontrar a demanda ótima para cada período. A demanda contratada pode ser modificada a cada um ano e ao analisar os dados no item III-B, encontrou-se o mês em que o contrato de demanda é renovado, o qual ocorre em março de cada ano.

No terceiro cenário avalia-se a hipótese de migração para o mercado livre e quais seriam os custos incidentes caso a

energia fosse comprada nesse mercado no período maio de 2016 a março de 2017 e no período de abril de 2017 a março de 2018. Posteriormente, compara-se os cenários dois e três com o cenário de referência, avaliando as economias que poderiam ser obtidas.

No quarto cenário será projetado o consumo, levando em consideração os 23 meses de dados, e será estimada a demanda contratada, para o período de abril de 2019 a março de 2020, e, a partir disso, avalia-se os custos no ambiente cativo, bem como os custos no mercado livre e as possíveis economias que poderão ser obtidas no ACL. Será levantado o desembolso do sistema de medição para faturamento, estimando o seu *payback* descontado, a partir das economias obtidas nesses 12 meses.

B. Avaliação da demanda

Com os dados de demanda contratada e demanda medida das duas unidades consumidoras, foi construído o gráfico da Figura 6.

Discutindo primeiramente a unidade de Foz do Iguaçu, verifica-se que a demanda contratada até março de 2017 era de 260 kW e a partir de abril do mesmo ano a demanda contratada foi reduzida para 230 kW. Isso deve-se que o valor contratado estava sobredimensionado. Avalia-se que em nenhum momento a curva de demanda medida intercepta a curva de demanda contratada, podendo-se concluir que não houve alcance ou ultrapassagem da demanda contratada, situação que conduz a onerosos custos. A maior demanda medida ocorreu em março de 2018, registrando 227 kW. Dessa forma, pelo fato da demanda contratada ter sido reduzida, avalia-se que para a unidade de Foz do Iguaçu, os contratos relacionados à demanda são renovados/atualizados anualmente no mês de março. Por esse motivo os 23 meses de dados foram divididos em duas partes para encontrar a demanda ideal para cada período, o que será estudado no item III-E.

Para a unidade de Curitiba, a demanda contratada é de 350 kW. Da mesma forma, a curva de demanda medida em nenhum momento intercepta a curva de demanda contratada. O maior valor de demanda medida registrado foi de 276 kW. Nesse caso, avalia-se que a demanda contratada está em torno de 27% superior à maior demanda medida no período.

Realizando uma superposição das curvas de demanda contratada das duas unidades, verifica-se que a soma delas até março foi de 610 kW e a partir de abril reduziu-se para 580 kW. Da mesma forma, superpondo as curvas de demanda medida, o maior valor registrado foi no mês de fevereiro de 2017, alcançando 473 kW.

C. Avaliação do Consumo

Existem diversos fatores que podem influenciar no uso de energia elétrica em edificações tais como: os equipamentos, as atividades a que se destinam, seus usuários, os efeitos das variações do clima, a idade da edificação, sua localização, a orientação e configuração, seus materiais de construção, entre outros [43, p. 29].

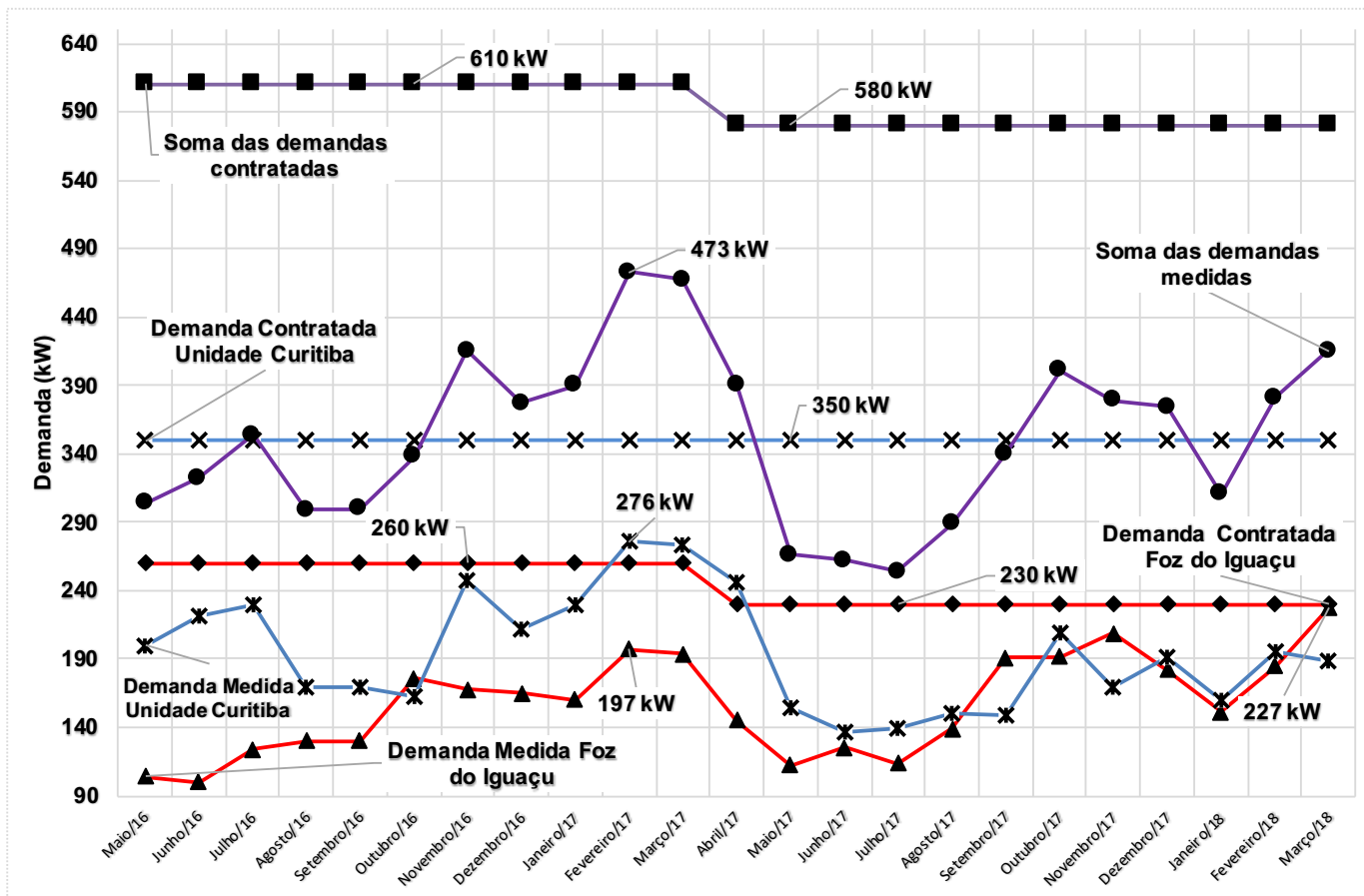


Figura 6. Gráfico de Demanda. Fonte: Autor

Com os dados de consumo, foi construído o gráfico da Figura 7, o qual possui 4 curvas. As duas curvas na parte inferior são referentes ao consumo de energia elétrica da unidade de Foz do Iguaçu. Uma delas compreendendo o período de maio de 2016 a março de 2017 e a outra de abril de 2017 a março de 2018.

O mês que apresentou maior consumo pela unidade de Foz do Iguaçu, foi em dezembro de 2017, alcançando 33,17 MWh. Já o menor consumo foi de 16,74 MWh ocorrido no mês de maio do mesmo ano. Para a unidade de Foz do Iguaçu avalia-se que o consumo de energia é mais acentuado nos meses de verão, para atender as necessidades de conforto térmico aumenta-se o uso do ar condicionado no verão, e este é reduzido nos meses de inverno.

As curvas na parte superior dizem respeito à unidade de Curitiba. O maior consumo foi registrado em fevereiro de 2017, alcançando 60,04 MWh. Já o menor consumo foi de 32,34 MWh, ocorrido em junho de 2016. No período de 2016 a 2017 o comportamento do consumo é semelhante ao de Foz do Iguaçu, onde o consumo é mais acentuado nos meses de verão e reduzido nos meses de inverno. Entretanto, avalia-se que no período de 2017 a 2018 a situação se mostrou invertida, onde em alguns meses de inverno (julho e agosto) o consumo

foi ligeiramente maior se comparado aos meses de verão.

D. Cenário 1

O cenário 1 ou cenário de referência considerará os dados do últimos 23 meses, separados em dois períodos: de maio de 2016 a março de 2017 e de abril do mesmo ano até março de 2018. Para a análise a bandeira tarifária será a verde, não considera-se multas e juros referentes a atraso, bem como a contribuição para iluminação pública. Aplicando as tarifas vigentes divulgadas pela ANEEL mais os impostos, serão calculados os respectivos custos no ACR.

Sobre a tarifa de energia elétrica incidem vários tributos a saber: PIS/PASEP, CONFINS e ICMS ⁵.

Para o estudo será considerado 29% referente ao ICMS, 0,89 ao % PIS/PASEP, 4,11 % de COFINS [44].

A Equação 1 permite calcular a tarifa de energia elétrica com os impostos incidentes [44].

$$T_{tributos} = \frac{T_{semtributos}}{1 - (ICMS + PIS + CONFINS)} \quad (1)$$

⁵o Programa de Integração Social (PIS), o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

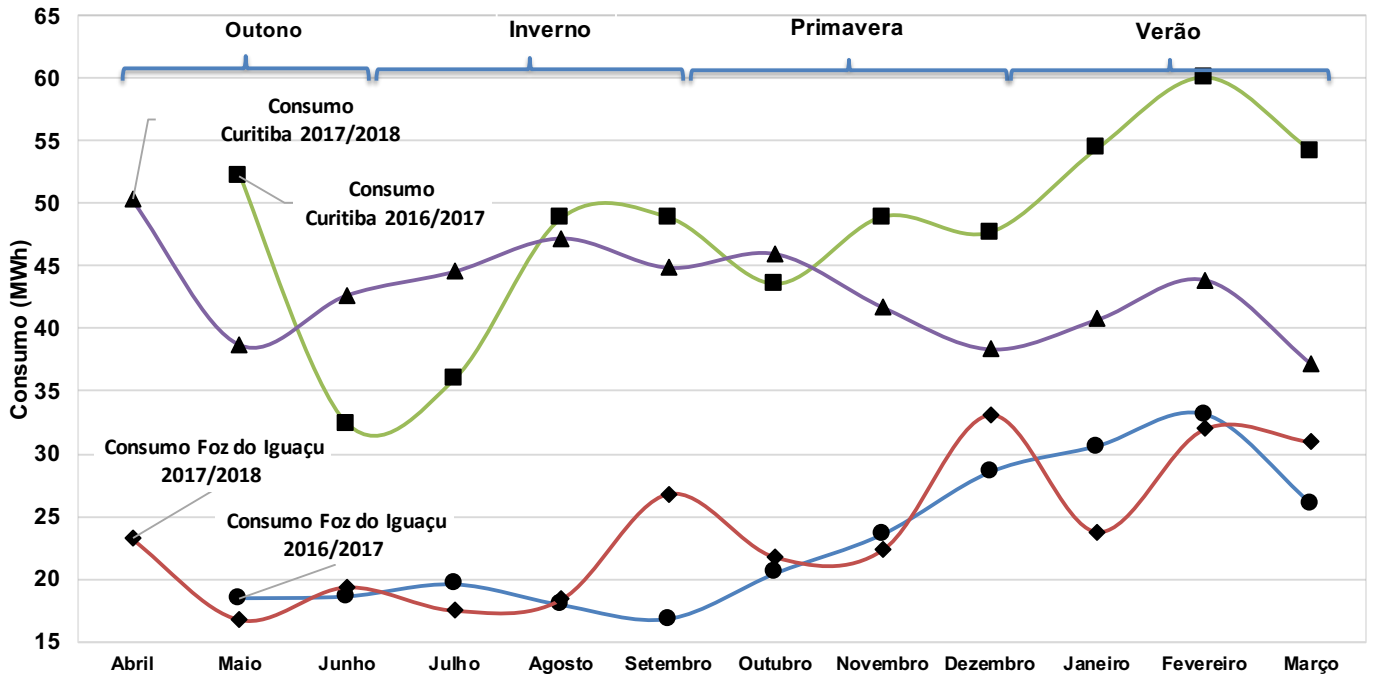


Figura 7. Gráfico do Consumo de Energia Elétrica. Fonte: Autor

Onde $T_{tributos}$ é a tarifa com tributos, $T_{semtributos}$ é a tarifa sem tributos.

Para um consumidor horossazonal verde os custos no ambiente regulado ($Custos_{ACR}$) são dados pela Equação 2:

$$Custos_{ACR} = TD * D + TUSD_P * C_P + TUSD_{FP} * C_{FP} + TE_P * C_P + TE_{FP} * C_{FP} \quad (2)$$

Onde, o subíndice P indica posto de ponta, FP fora de ponta, C indica o consumo, TD indica o valor da TUSD demanda (em R\$/kW) e D indica a demanda faturada, que sempre será o maior valor entre o medido e o contratado.

Conforme descrito anteriormente, para um cliente da modalidade horossazonal verde é cobrado um único valor de tarifa pela demanda e dois valores para o consumo de energia, uma para o posto horário de ponta e outra para o fora de ponta.

Na Tabela I são apresentados os valores unitários para parâmetros anteriormente comentados, conforme os reajustes tarifários da ANEEL. [45].

Para exemplificar o uso da Equação 1, a seguir é calculado a tarifa referente a TUSD demanda com impostos, para reajuste ocorrido em 2015:

$$TD_{tributos} = \frac{6,90(R\$/kW)}{1 - (29\% + 0,89\% + 4,11\%)} = \frac{6,90}{1 - 34\%} = \frac{6,90}{0,66} = 10,45 \frac{R\$}{kW}$$

As outras tarifas com tributos apresentadas na Tabela I, foram calculadas usando o mesmo raciocínio discutido anteriormente.

Tabela I
VALORES TARIFA HOROSSAZONAL VERDE

Ano	Tributos	TUSD			TE	
		(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	P	FP
		Demanda	P	FP	P	FP
2015	sem tributos	6,90	607,59	75,56	438,69	268,97
	com tributos	10,45	920,59	114,48	664,68	407,53
2016	sem tributos	10,56	698,00	57,71	339,12	221,59
	com tributos	16,00	1057,58	87,44	513,82	335,74
2017	sem tributos	14,17	805,55	39,53	364,91	238,81
	com tributos	21,47	1220,53	59,89	552,89	361,83

Fonte: Autor baseado nos dados de [44].

Para os cálculos considerou-se que os reajustes começaram a vigorar em julho de cada ano. Nesse sentido, até junho de 2016 são cobradas as tarifas referentes a 2015. De julho de 2016 a junho de 2017 as tarifas vigentes são referentes ao reajuste ocorrido em 2016. E para os meses de julho de 2017 a março de 2018 serão consideradas as tarifas relacionadas ao reajuste de 2017.

Para exemplificar o uso da Equação 2 e facilitar o entendimento dos cálculos, a seguir, será calculado separadamente cada item da equação, e ao final a soma dos custos referentes ao mês de maio de 2016, para a unidade de Foz do Iguaçu, levando-se em consideração as tarifas de 2015 discorridas na Tabela I. A demanda faturada é a maior entre a contratada e a medida. Para o mês em estudo a demanda faturada foi $D = 260$ kW, o consumo no posto horário de ponta foi $C_P = 2,05$

MWh e o consumo no posto horário fora de ponta foi $C_{FP} = 16,44$ Mwh.

$$\begin{aligned}
TD * D &= 10,45(R\$/kW) * 260kW = R\$2.718,18 \\
TUSD_P * C_P &= 920,59(R\$/MWh) * 2,05MWh = R\$1.883,51 \\
TUSD_{FP} * C_{FP} &= 114,48(R\$/MWh) * 16,44MWh = R\$1.881,90 \\
TE_P * C_P &= 664,68(R\$/MWh) * 2,05MWh = R\$1.359,93 \\
TE_{FP} * C_{FP} &= 407,53(R\$/MWh) * 16,44MWh = R\$6.698,97 \\
Custos_{ACR} &= R\$14.542,48
\end{aligned} \tag{3}$$

Seguindo o raciocínio discutido anteriormente, na Tabela II é apresentado os custos referentes a unidade de Foz do Iguaçu. Já a Tabela III, mostra os custos relacionados a unidade de Curitiba.

Para cada mês foi calculado os custos no ambiente de contratação regulado. Para a TUSD calculou-se o custo referente a demanda, o consumo no posto de ponta e posto fora de ponta. Para a TE, calculou-se o consumo no posto de ponta e posto fora de ponta. Ao final de cada linha é apresentado a soma de cada um desses valores que resulta no custo mensal no ambiente cativo. Na parte inferior da Tabela é apontado o somatório de cada coluna relacionada a um dado parâmetro, bem como a média do período.

E. Cenário 2

Conforme mencionado no item III-B, constatou-se que as demandas contratadas de ambas unidades consumidoras é muito superior ao medido. Com o exposto, neste cenário se buscará uma estratégia para obtenção da demanda ideal a ser contratada, visando o menor custo possível. Será analisado de maio de 2016 a março de 2017 e de abril de 2017 a março de 2018.

Primeiramente, se estabelece três restrições para determinar a demanda faturada, conforme observado na Tabela IV.

Tabela IV
RESTRIÇÕES PARA DETERMINAR A DEMANDA FATURADA

Restrição	Demanda Faturada
1. $D_{Medida} < D_{Contratada}$	$D_{Contratada}$
2. $D_{Contratada} \leq D_{Medida} \leq D_{Limite}$	D_{Medida}
3. $D_{Medida} > D_{Limite}$	$D_{Contratada} + D_{Ultrapassagem}$

Fonte: Autor

A primeira restrição ocorre quando a demanda medida (D_{Medida}) for menor que a demanda contratada ($D_{Contratada}$), e para fins de faturamento, será considerada a demanda contratada. A segunda restrição é aplicada quando a demanda medida estiver entre a demanda contratada e a demanda limite (D_{Limite}), que é dada pela Equação 4:

$$D_{Limite} = D_c * 1,05 \tag{4}$$

Esse limite é a tolerância de ultrapassagem de 5% que o consumidor pode atingir acima da demanda contratada sem que seja penalizado, nesse caso será faturado a demanda medida. Já na terceira restrição, se a demanda medida for

maior que a demanda limite, excedendo os 5% de tolerância, a demanda de ultrapassagem, dada pela Equação 5 é cobrada.

$$D_{Ultrap} = D_{Medida} - D_{Contratada} \tag{5}$$

Neste caso, para fins de faturamento será cobrado o valor da demanda contratada (preço da tarifa vigente) somado com o valor da demanda de ultrapassagem, a qual o custo do kW é o dobro da tarifa vigente, dessa forma o valor faturado é:

$$\text{Valor Faturado} = TD * (D_{Contratada} + 2 * D_{Ultrap}) \tag{6}$$

onde TD é a tarifa referente à demanda [31].

A estratégia elaborada segue um racionamento semelhante a metodologia apresentada por [46] e utilizada por [47]. Entretanto diferentemente da forma que será avaliado neste trabalho, para a terceira restrição, [46] incorretamente pondera que a demanda a ser cobrada pela distribuidora será a demanda medida somada a demanda de ultrapassagem e o valor faturado é:

$$\text{Valor Faturado} = TD * (D_{medida} + 2 * D_{Ultrap}) \tag{7}$$

Desta forma, para o cálculo da demanda ideal a ser contratada, o objetivo será minimizar os custos relacionados à demanda ($C_{Custos_{demanda}}$), que é dado pela Equação 8:

$$C_{Custos_{demanda}} = \sum_{i=1}^n TD * \{D_i + [P_i * 2 * (D_{Ultrap})]\} \tag{8}$$

Onde:

$$D_i = \begin{cases} D_c, & \text{para } D_{Mi} < D_c \\ D_{Mi}, & \text{para } D_c \leq D_{Mi} \leq D_{Limite} \\ D_c, & \text{para } D_M > D_{Limite} \end{cases} \tag{9}$$

$$P_i = \begin{cases} 0, & \text{para } D_{Mi} < D_c \\ 0, & \text{para } 0 \leq D_{Mi} \leq D_{Limite} \\ 1, & \text{para } D_M > D_{Limite} \end{cases} \tag{10}$$

$$D_c \geq 30 \text{ kW Limite demanda mínima} \tag{11}$$

Onde:

- TD Tarifa de demanda em (R\$/kW);
- D_i Parcela da demanda faturada, em kW;
- D_M Demanda medida, em kW;
- D_c Demanda contratada, em kW;
- P_i Variável responsável pelo acréscimo de penalidade por ultrapassagem;
- n Número de meses avaliados.

Na Equação 8 a variável D_i será a demanda contratada (D_c) quando a demanda medida (D_{Mi}) for menor que a contratada, conforme a primeira condição da Equação 9. Quando a demanda medida for igual ou maior que a demanda contratada e menor ou igual que a demanda limite será a

Tabela II
VALORES FATURADOS PARA A UNIDADE DE FOZ DO IGUAÇU

2016/2017	Demanda (kW)		CONSUMO (MWh)		TUSD (R\$)			TE (R\$)		(R\$)
Mês	Contratada	Medida	P	FP	Demanda	P	FP	P	FP	Total
Maio	260	104	2,05	16,44	R\$ 2.718,18	R\$ 1.883,51	R\$ 1.881,90	R\$ 1.359,93	R\$ 6.698,97	R\$ 14.542,48
Junho	260	100	2,01	16,62	R\$ 2.718,18	R\$ 1.845,78	R\$ 1.903,20	R\$ 1.332,69	R\$ 6.774,78	R\$ 14.574,63
Julho	260	124	2,07	17,52	R\$ 4.160,00	R\$ 2.187,07	R\$ 1.531,76	R\$ 1.062,58	R\$ 9.001,07	R\$ 17.942,47
Agosto	260	130	1,94	15,99	R\$ 4.160,00	R\$ 2.050,64	R\$ 1.398,42	R\$ 996,29	R\$ 8.217,49	R\$ 16.822,85
Setembro	260	130	1,94	14,90	R\$ 4.160,00	R\$ 2.054,87	R\$ 1.302,58	R\$ 998,35	R\$ 7.654,35	R\$ 16.170,15
Outubro	260	176	1,96	18,52	R\$ 4.160,00	R\$ 2.072,85	R\$ 1.619,12	R\$ 1.007,08	R\$ 9.514,37	R\$ 18.373,42
Novembro	260	168	1,95	21,63	R\$ 4.160,00	R\$ 2.065,45	R\$ 1.891,66	R\$ 1.003,49	R\$ 11.115,94	R\$ 20.236,54
Dezembro	260	165	2,53	25,99	R\$ 4.160,00	R\$ 2.679,90	R\$ 2.272,64	R\$ 1.302,02	R\$ 13.354,65	R\$ 23.769,20
Janeiro	260	160	2,61	27,99	R\$ 4.160,00	R\$ 2.764,50	R\$ 2.446,99	R\$ 1.343,12	R\$ 14.379,20	R\$ 25.093,82
Fevereiro	260	197	3,01	30,11	R\$ 4.160,00	R\$ 3.181,19	R\$ 2.633,06	R\$ 1.545,57	R\$ 15.472,61	R\$ 26.992,42
Março	260	194	2,86	23,09	R\$ 4.160,00	R\$ 3.026,78	R\$ 2.018,54	R\$ 1.470,55	R\$ 11.861,49	R\$ 22.537,36
Total período	2860	1648	24,93	228,79	R\$ 42.876,36	R\$ 25.812,54	R\$ 20.899,87	R\$ 13.421,65	R\$ 114.044,92	R\$ 217.055,34
Média	260	150	2,27	20,80	R\$ 3.897,85	R\$ 2.346,59	R\$ 1.899,99	R\$ 1.220,15	R\$ 10.367,72	R\$ 19.732,30
2017/2018										
Abril	230	145	2,53	20,69	R\$ 3.680,00	R\$ 2.678,84	R\$ 1.808,95	R\$ 1.301,50	R\$ 6.945,84	R\$ 16.415,13
Maio	230	112	1,93	14,82	R\$ 3.680,00	R\$ 2.036,89	R\$ 1.295,50	R\$ 989,61	R\$ 4.974,36	R\$ 12.976,37
Junho	230	125	2,12	17,23	R\$ 3.680,00	R\$ 2.242,06	R\$ 1.506,32	R\$ 1.089,29	R\$ 5.783,83	R\$ 14.301,51
Julho	230	114	1,83	15,65	R\$ 4.938,03	R\$ 2.233,57	R\$ 937,34	R\$ 1.011,80	R\$ 5.662,69	R\$ 14.783,43
Agosto	230	139	2,07	16,29	R\$ 4.938,03	R\$ 2.526,50	R\$ 975,37	R\$ 1.144,49	R\$ 5.892,46	R\$ 15.476,85
Setembro	230	191	2,70	24,12	R\$ 4.938,03	R\$ 3.300,31	R\$ 1.444,76	R\$ 1.495,03	R\$ 8.728,14	R\$ 19.906,27
Outubro	230	192	2,06	19,68	R\$ 4.938,03	R\$ 2.516,73	R\$ 1.178,65	R\$ 1.140,07	R\$ 7.120,52	R\$ 16.894,00
Novembro	230	209	2,09	20,26	R\$ 4.938,03	R\$ 2.550,91	R\$ 1.213,27	R\$ 1.155,55	R\$ 7.329,66	R\$ 17.187,42
Dezembro	230	182	2,98	30,18	R\$ 4.938,03	R\$ 3.642,06	R\$ 1.807,72	R\$ 1.649,84	R\$ 10.920,85	R\$ 22.958,50
Janeiro	230	151	2,32	21,46	R\$ 4.938,03	R\$ 2.829,19	R\$ 1.285,38	R\$ 1.281,61	R\$ 7.765,31	R\$ 18.099,52
Fevereiro	230	185	2,87	29,15	R\$ 4.938,03	R\$ 3.501,70	R\$ 1.746,03	R\$ 1.586,25	R\$ 10.548,17	R\$ 22.320,18
Março	230	227	3,43	27,54	R\$ 4.938,03	R\$ 4.182,76	R\$ 1.649,54	R\$ 1.894,77	R\$ 9.965,25	R\$ 22.630,35
Total período	2760	1972	28,933	257,06	R\$ 55.482,27	R\$ 34.241,53	R\$ 16.848,84	R\$ 15.739,80	R\$ 91.637,08	R\$ 213.949,51
Média	230	164	2,41	21,42	R\$ 4.623,52	R\$ 2.853,46	R\$ 1.404,07	R\$ 1.311,65	R\$ 7.636,42	R\$ 17.829,13

Fonte: Autor

Tabela III
VALORES FATURADOS PARA A UNIDADE DE CURITIBA

2016/2017	Demanda (kW)		CONSUMO (MWh)		TUSD (R\$)			TE (R\$)		(R\$)
Mês	Contratada	Medida	P	FP	Demanda	P	FP	P	FP	Total
Maio	350	200	4,69	47,45	R\$ 3.659,09	R\$ 4.314,81	R\$ 5.432,53	R\$ 3.115,36	R\$ 19.338,12	R\$ 35.859,91
Junho	350	222	2,67	29,68	R\$ 3.659,09	R\$ 2.456,14	R\$ 3.397,34	R\$ 1.773,37	R\$ 12.093,46	R\$ 23.379,40
Julho	350	230	3,25	32,66	R\$ 5.600,00	R\$ 3.431,83	R\$ 2.856,12	R\$ 1.667,34	R\$ 10.966,69	R\$ 24.521,98
Agosto	350	169	4,66	44,14	R\$ 5.600,00	R\$ 4.926,19	R\$ 3.859,92	R\$ 2.393,37	R\$ 14.821,01	R\$ 31.600,49
Setembro	350	170	4,57	44,26	R\$ 5.600,00	R\$ 4.835,24	R\$ 3.869,72	R\$ 2.349,18	R\$ 14.858,62	R\$ 31.512,75
Outubro	350	162	4,11	39,41	R\$ 5.600,00	R\$ 4.350,87	R\$ 3.446,16	R\$ 2.113,85	R\$ 13.232,28	R\$ 28.743,16
Novembro	350	247	4,11	44,81	R\$ 5.600,00	R\$ 4.343,46	R\$ 3.917,98	R\$ 2.110,25	R\$ 15.043,95	R\$ 31.015,65
Dezembro	350	212	3,77	43,89	R\$ 5.600,00	R\$ 3.988,12	R\$ 3.837,54	R\$ 1.937,61	R\$ 14.735,06	R\$ 30.098,33
Janeiro	350	230	4,18	50,20	R\$ 5.600,00	R\$ 4.417,49	R\$ 4.389,02	R\$ 2.146,22	R\$ 16.852,59	R\$ 33.405,32
Fevereiro	350	276	4,28	55,76	R\$ 5.600,00	R\$ 4.522,19	R\$ 4.875,71	R\$ 2.197,09	R\$ 18.721,33	R\$ 35.916,32
Março	350	273	4,15	49,97	R\$ 5.600,00	R\$ 4.392,11	R\$ 4.369,70	R\$ 2.133,89	R\$ 16.778,39	R\$ 33.274,09
Total período	3850	2391	44,43	482,23	R\$ 57.718,18	R\$ 45.978,45	R\$ 44.251,74	R\$ 23.937,51	R\$ 167.441,51	R\$ 339.327,40
Média	350	217	4,04	43,84	R\$ 5.247,11	R\$ 4.179,86	R\$ 4.022,89	R\$ 2.176,14	R\$ 15.221,96	R\$ 30.847,95
2017/2018										
Abril	350	246	4,76	45,55	R\$ 5.600,00	R\$ 5.029,83	R\$ 3.982,86	R\$ 2.443,72	R\$ 15.293,07	R\$ 32.349,48
Maio	350	154	3,76	34,99	R\$ 5.600,00	R\$ 3.972,25	R\$ 3.059,33	R\$ 1.929,90	R\$ 11.746,96	R\$ 26.308,44
Junho	350	137	4,46	38,22	R\$ 5.600,00	R\$ 4.718,90	R\$ 3.341,85	R\$ 2.292,66	R\$ 12.831,74	R\$ 28.785,15
Julho	350	140	4,14	40,43	R\$ 7.514,39	R\$ 5.055,44	R\$ 2.421,51	R\$ 2.290,09	R\$ 14.628,92	R\$ 31.910,35
Agosto	350	150	4,72	42,51	R\$ 7.514,39	R\$ 5.760,90	R\$ 2.546,33	R\$ 2.609,66	R\$ 15.382,98	R\$ 33.814,27
Setembro	350	149	4,25	40,64	R\$ 7.514,39	R\$ 5.189,69	R\$ 2.434,15	R\$ 2.350,91	R\$ 14.705,27	R\$ 32.194,41
Outubro	350	209	4,29	41,69	R\$ 7.514,39	R\$ 5.239,74	R\$ 2.497,22	R\$ 2.373,57	R\$ 15.086,28	R\$ 32.711,20
Novembro	350	170	3,59	38,14	R\$ 7.514,39	R\$ 4.375,60	R\$ 2.284,18	R\$ 1.982,12	R\$ 13.799,24	R\$ 29.955,53
Dezembro	350	192	2,98	35,41	R\$ 7.514,39	R\$ 3.631,08	R\$ 2.120,72	R\$ 1.644,86	R\$ 12.811,79	R\$ 27.722,85
Janeiro	350	160	3,35	37,41	R\$ 7.514,39	R\$ 4.082,67	R\$ 2.240,33	R\$ 1.849,43	R\$ 13.534,38	R\$ 29.221,21
Fevereiro	350	196	3,55	40,36	R\$ 7.514,39	R\$ 4.335,32	R\$ 2.417,44	R\$ 1.963,88	R\$ 14.604,32	R\$ 30.835,35
Março	350	188	3,23	33,93	R\$ 7.514,39	R\$ 3.941,09	R\$ 2.032,32	R\$ 1.785,29	R\$ 12.277,73	R\$ 27.550,83
Total período	4200	2091	47,07	469,28	R\$ 84.429,55	R\$ 55.332,53	R\$ 31.378,24	R\$ 25.516,09	R\$ 166.702,67	R\$ 363.359,08
Média	350	174	3,92	39,11	R\$ 7.035,80	R\$ 4.611,04	R\$ 2.614,85	R\$ 2.126,34	R\$ 13.891,89	R\$ 30.279,92

Fonte: Autor

demanda medida, conforme a segunda condição da Equação 9. Caso a demanda medida seja superior a demanda limite, a D_i será a demanda contratada, conforme ultima condição da Equação 9.

A demanda medida é referente ao histórico de dados de cada unidade consumidora, apresentados no gráfico 6. Na segunda parte da equação, só é contabilizada a demanda de ultrapassagem quando a condição da variável P_i for satisfeita de acordo com as circunstâncias mostradas na Equação 8.

O valor mínimo de demanda contratada estabelecido é 30 kW, (definido pela distribuidora) conforme indicado na Equação 11 e incrementada unitariamente em cada um dos dois períodos até o antigo valor contratado para cada unidade consumidora. O resultado apresentado é um valor de demanda contratada ótima com o custo mínimo.

De igual maneira que o cenário 1, para os cálculos considerou-se as tarifas apresentadas na Tabela I e que os reajustes começaram a vigorar em julho de cada ano. Nesse sentido, até junho de 2016 são cobradas as tarifas referentes a 2015. De julho de 2016 a junho de 2017 as tarifas vigentes são referentes ao reajuste ocorrido em 2016. E para os meses de julho de 2017 a março de 2018 serão consideradas as tarifas relacionadas ao reajuste de 2017.

Na Tabela V são mostrados os valores de demanda ideal contratada, calculada por meio das Equações 8, 9 e 10; também são mostradas a demanda medida, a demanda faturada, a demanda limite, a demanda de ultrapassagem e os custos relacionados para a unidade de Foz do Iguaçu, referentes aos dois períodos analisados. Da mesma forma, na Tabela VI são apresentados os mesmos parâmetros para a unidade de Curitiba.

Para exemplificar o uso da Equação 8, considerando os dados da Tabela V, a seguir será calculado os custos referentes à demanda para o mês de março.

A demanda contratada D_c é 160 kW, portanto, conforme Equação 4 a demanda limite é:

$$D_{Limite} = 160kW * 1,05 = 168kW \quad (12)$$

A demanda medida foi $D_{M,11}=194$ kW. Como a demanda medida é superior ao limite, haverá demanda de ultrapassagem:

$$D_{Ultrap} = (194 - 160)kW = 34kW. \quad (13)$$

O custo do kW é dado pela Tabela I, sendo R\$ 16,00 kW. Os custos relacionados à demanda ótima para o mês de março de 2017, para a unidade de Foz do Iguaçu é:

$$Custos_{demanda} = 16,00R\$/kW * (160kW + 2 * 34kW) = R\$3.648,00. \quad (14)$$

F. Cenário 3

Este cenário avaliará as perspectivas dos custos pela migração para o mercado livre.

Tabela V
CUSTOS REFERENTES À DEMANDA IDEAL PARA A UNIDADE DE FOZ DO IGUAÇU

2016/2017	Demanda (kW)					Custo (R\$)
	Contra-tada	Me-dida	Fatu-rada	Li-mite	Ultra-passagem	
Maio	160	104	160	168	0	R\$ 1.672,73
Junho	160	100	160	168	0	R\$ 1.672,73
Julho	160	124	160	168	0	R\$ 2.560,00
Agosto	160	130	160	168	0	R\$ 2.560,00
Setembro	160	130	160	168	0	R\$ 2.560,00
Outubro	160	176	176	168	16	R\$ 3.072,00
Novembro	160	168	168	168	0	R\$ 2.688,00
Dezembro	160	165	165	168	0	R\$ 2.640,00
Janeiro	160	160	160	168	0	R\$ 2.560,00
Fevereiro	160	197	197	168	37	R\$ 3.744,00
Março	160	194	194	168	34	R\$ 3.648,00
Total	1760	1648	1860	1848	87	R\$ 29.377,45
2017/2018						
Abril	183	145	183	192,15	0	R\$2.928,00
Maio	183	112	183	192,15	0	R\$2.928,00
Junho	183	125	183	192,15	0	R\$2.928,00
Julho	183	114	183	192,15	0	R\$3.928,95
Agosto	183	139	183	192,15	0	R\$3.928,95
Setembro	183	191	191	192,15	0	R\$4.100,71
Outubro	183	192	192	192,15	0	R\$4.122,18
Novembro	183	209	209	192,15	26	R\$5.045,38
Dezembro	183	182	183	192,15	0	R\$3.928,95
Janeiro	183	151	183	192,15	0	R\$3.928,95
Fevereiro	183	185	185	192,15	0	R\$3.971,89
Março	183	227	227	192,15	44	R\$ 5.818,29
Total	2196	1972	2285	2305,8	70	R\$47.558,27

Fonte: Autor

A demanda contratada mínima para a migração para o ACL é de 500 kW, na situação atual as duas unidades somadas apresentam uma demanda contratada de 580 kW. No entanto conforme avaliado anteriormente, este valor está sobrecontratado. Portanto, para atender este requisito, a demanda contratada para a unidade de Foz do Iguaçu será mantida em 230 kW, enquanto que para a unidade de Curitiba será reduzida de 350 kW, para 270 kW, dessa maneira alcançando uma demanda contratada conjuntamente de 500 kW.

Os custos que terá o consumidor no ACL ($Custos_{ACL}$) é formado pela fatura do fornecedor ($F_{fornecedor}$), pela fatura da CCEE (F_{CCEE}) e pela fatura da distribuidora (F_{dis}), conforme Equação 15:

$$Custos_{ACL} = F_{fornecedor} + F_{CCEE} + F_{dist} \quad (15)$$

A fatura de energia do fornecedor irá conter o consumo de energia na ponta e fora de ponta, multiplicado pela tarifa de energia, bem como um percentual de perdas de energia até o ponto de entrega, o qual geralmente é considerado de 3% [48].

$$E_{livre} = (C_P + C_{FP}) * tarifa(R\$/MWh) \quad (16)$$

$$Perdas = (C_P + C_{FP}) * 3% * tarifa(R\$/MWh) \quad (17)$$

Tabela VI
CUSTOS REFERENTES À DEMANDA IDEAL PARA A UNIDADE DE CURITIBA

2016/2017	Demanda (kW)					Custo
Mês	Contra- tada	Me- dida	Fatu- rada	Li- mite	Ultra- passagem	(R\$)
Maio	220	200	220	231	0	R\$2.300,00
Junho	220	222	222	231	0	R\$2.320,91
Julho	220	230	230	231	0	R\$3.680,00
Agosto	220	169	220	231	0	R\$3.520,00
Setembro	220	170	220	231	0	R\$3.520,00
Outubro	220	162	220	231	0	R\$3.520,00
Novembro	220	247	247	231	27	R\$4.384,00
Dezembro	220	212	220	231	0	R\$3.520,00
Janeiro	220	230	230	231	0	R\$3.680,00
Fevereiro	220	276	276	231	56	R\$5.312,00
Março	220	273	273	231	53	R\$5.216,00
Total	2420	2391	2578	2541	136	R\$ 40.972,91
2017/2018						
Abril	162	246	246	170,1	84	R\$5.280,00
Maio	162	154	162	170,1	0	R\$2.592,00
Junho	162	137	162	170,1	0	R\$2.592,00
Julho	162	140	162	170,1	0	R\$3.478,09
Agosto	162	150	162	170,1	0	R\$3.478,09
Setembro	162	149	162	170,1	0	R\$3.478,09
Outubro	162	209	209	170,1	47	R\$5.496,24
Novembro	162	170	170	170,1	0	R\$3.649,85
Dezembro	162	192	192	170,1	30	R\$4.766,27
Janeiro	162	160	162	170,1	0	R\$3.478,09
Fevereiro	162	196	196	170,1	34	R\$4.938,03
Março	162	188	188	170,1	26	R\$4.594,52
Total	1944	2091	2173	2041,2	221	R\$ 47.821,27

Fonte: Autor

O custo final da fatura do fornecedor de energia será a soma do custo da energia livre (E_{livre}) e das perdas, conforme Equação 18:

$$F_{fornecedor} = E_{livre} + Perdas \quad (18)$$

Ao migrar para o Ambiente de Contratação Livre o consumidor pagará os mesmos encargos do Ambiente de Contratação Regulada, porém, de forma destacada e diretamente para a CCEE, os quais foram mapeados *en passant* no item II-D. Também haverá um custo referente à manutenção da CCEE, o qual é pago por todos os agentes. Para as análises de migração considera-se uma tarifa de 10,00 R\$/MWh que engloba todos os custos referentes à CCEE [48]. O custo referente a tarifa da CCEE pode ser calculado a partir da Equação 19:

$$F_{CCEE} = (C_P + C_{FP}) * 10(R\$/MWh) \quad (19)$$

A fatura da distribuidora (F_{dist}) é apresentado na equação 20:

$$F_{dist} = (TUSD_P^{desc} * C_P + TUSD_{FP} * C_{FP} + TD^{desc} * D)(R\$) \quad (20)$$

onde C o consumo de energia registrado, $TUSD_P^{desc}$ a citada tarifa de encargos com tributos, D a demanda de energia faturada (kW), TD^{desc} a tarifa de demanda com tributos (R\$/kW), o subíndice P é referente ao horário de ponta e FP, fora de ponta.

O consumidor especial, receberá o desconto da tarifa de demanda equivalente ao percentual informado pela CCEE, enquanto que o desconto na $TUSD_P$ encargos de ponta é calculado conforme a Equação 21 [48] [49]:

$$TUSD_P^{desc} = (TUSD_P - TUSD_{FP}) * desconto + TUSD_{FP} \quad (21)$$

Será considerado a contratação de uma gestora para assessoramento do consumidor. Esse tipo de empresa é responsável por fazer: a gestão de energia, o processo de pré-migração, representar o consumidor como agente na CCEE, fazer o balanço mensal do consumo informando o consumidor por meio de relatórios. Recomenda-se a contratação deste tipo de assessoria, apesar de não ser obrigatório [39]. Para a remuneração considera-se um custo fixo em torno de R\$ 3.000,00 mensais, conforme é cobrado nos dias de hoje.

Como os contratos realizados nesse mercado são negociados livremente entre as partes, faz parte da estratégia das geradoras e comercializadoras não divulgarem abertamente os valores relacionados ao custo do unitário do MWh. Entretanto, considera-se que o custo do MWh estará, na maioria dos casos, balizado por um valor mínimo e um valor máximo. O valor mínimo é dado pelo custo do MWh negociado nos leilões para contratação de energia por parte das distribuidoras. Já o valor máximo, na maioria dos casos, será dado pela energia negociada no mercado de curto prazo, valorada pelo preço de liquidação das diferenças, o PLD, que foi descrito no item II-E5.

Com o intuito de estimar os custos das unidades consumidoras para os últimos 23 meses, caso houvesse adquirido energia no mercado livre, será considerado que comprou-se energia incentivada com 50% na TUSD no mercado de curto prazo, no mês de novembro de 2015 e com o valor de R\$ 186,28 MWh [50].

De igual maneira que nos cenários 1 e 2, para os cálculos considerou-se as tarifas apresentadas na Tabela I e que os reajustes começaram a vigorar em julho de cada ano. Nesse sentido, até junho de 2016 são cobradas as tarifas referentes a 2015. De julho de 2016 a junho de 2017 as tarifas vigentes são referentes ao reajuste ocorrido em 2016. E para os meses de julho de 2017 a março de 2018 serão consideradas as tarifas relacionadas ao reajuste de 2017.

Na Tabela VII é apresentado de forma resumida, os valores que serão considerados para o cálculo dos custos no ambiente de contratação livre. Na tarifa da energia livre é considerado 29% de ICMS, 0,89% de PIS e 4,11% de CONFINS, e usando a Equação 1 calcula-se o custo energia livre com tributos. Para a TUSD demanda é aplicado o desconto de 50% e para a $TUSD_P^{desc}$ é aplicado a Equação 21 (com relação aos valores apresentados na Tabela I).

Agora será exemplificado os parâmetros que foram calculados na Tabela VII. No caso do desconto referente à demanda, com base no ano de 2015 o mesmo é dado por:

$$Demanda\ 50\% = 10,45(R\$/kW) * 0,5 = 5,23R\$/kW \quad (22)$$

Tabela VII
TARIFAS A SEREM APLICADAS

Parâmetro	Ano		
	2015	2016	2017
Demanda 50% (R\$/kW)	5,23	8,00	10,73
TUSD_P^{desc} (R\$/MWh)	517,54	572,51	640,21
TUSD_{FP} (R\$/Mwh)	114,48	87,44	59,89
CCEE (R\$/MWh)	10,00	10,00	10,00
Energia Livre (R\$/MWh)	282,24	282,24	299,97
Gestão (R\$/mês)	3000,00	3000,00	3000,00

Fonte: Autor

Tomando como referência o ano de 2015, o cálculo de $TUSD_P^{desc}$ é dado por meio da Equação 21:

$$TUSD_P^{desc} = ((920,59 - 114,48) * 0,5 + 114,48)(R\$/kW) = 517,54 \text{ R\$/kW} \quad (23)$$

O indexador do reajuste da energia no livre, também é negociado entre os envolvidos, para esse tipo de estudo, na maioria dos casos, utiliza-se o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Por meio da Figura 8, a qual é mostrada e discutida no cenário 4, infere-se que o IPCA para o ano de 2016 foi de 6,28%.

Na Tabela VIII são apresentados os custos no Ambiente de Contratação Livre. Os dados referentes a demanda contratada e consumo da unidade de Foz do Iguaçu e Curitiba foram somados e os custos são dados para as duas unidades juntas. Na mesma tabela são dispostos os custos referentes ao período de maio de 2016 a março de 2017 e o período de abril de 2017 a março de 2018. As duas linhas de nome subtotal, indicam a somatória dos valores exibidos nas coluna para dado período, enquanto a linha total faz o somatório para os 23 meses. Após as colunas de demanda faturada e consumo, na coluna fatura distribuidora são exibidos os custos referentes à TUSD pela demanda e consumo. A fatura da CCEE e do fornecedor consideram o consumo total realizado no mês, e a fatura da gestora é um valor fixo. Na extremidade direita da tabela é apresentado o somatório dos custos para cada mês.

Agora serão exemplificados os cálculos da Tabela VIII tomando como base o mês de Janeiro de 2017.

Levantando primeiro os custos referentes à distribuidora usando a Equação 20 e a Tabela VII, tem-se:

$$\begin{aligned} TUSD_P^{desc} * C_P &= 572,51(R\$/MWh) * 6,79MWh = R\$3.887,90 \\ TUSD_{FP} * C_{FP} &= 87,44(R\$/MWh) * 78,18MWh = R\$6.836,01 \\ TD^{desc} * D &= 8,00(R\$/kW) * 500kW = R\$4.000,00 \\ F_{dist} &= R\$3.887,90 + 6.836,01 + 4.000,00 = R\$14.723,91 \end{aligned} \quad (24)$$

A fatura da CCEE é dado pela Equação 19:

$$F_{CCEE} = 10,00(R\$/MWh) * 84,971MWh = R\$849,71 \quad (25)$$

A fatura do fornecedor é dada pela Equação 18:

$$\begin{aligned} E_{livre} &= 282,14(R\$/MWh) * 84,971MWh = R\$23.982,42 \\ Perdas &= 282,14(R\$/MWh) * 84,971MWh * 0,03 = R\$719,47 \\ F_{fornecedor} &= R\$23.982,42 + R\$719,47 = R\$24.701,89 \end{aligned} \quad (26)$$

Os custos no ambiente de contratação livre é dado pela Equação 15 e para o mês de janeiro de 2017, este é:

$$Custos_{ACL} = R\$(14.723,91 + 849,71 + 24.701,89 + 3.000,00) = R\$43.275,51 \quad (27)$$

G. Comparação entre os cenários 2 e 3 e o cenário de referência

Para os três cenários estimou-se os custos para as duas unidades consumidoras, compreendendo o período de maio de 2016 a março de 2017 e de abril de 2017 a março de 2018. Os custos referentes à TE e TUSD consumo calculados no cenário de referência são os mesmo para o cenário 2, o que difere são os custos relacionados à demanda, onde na segunda possibilidade estudada foi calculado um valor de demanda ideal, a qual gera o menor custo com relação a esse parâmetro. Nesse sentido, na Tabela IX é feita uma comparação dos custos para a unidade de Foz do Iguaçu.

Na parte superior da tabela, a partir dos custos referentes à demanda para cada período, encontra-se a economia percentual para este parâmetro. Na parte inferior da tabela é mostrado o custo total para cada cenário, para cada período e para os 23 meses, e posteriormente a economia estimada. A Tabela X foi construída considerando o mesmo raciocínio discutido anteriormente e a comparação dos custos e economia estimada com a demanda ótima é para a unidade de Curitiba.

Na Tabela XI é mostrado os custos levantados, para as unidades de Foz do Iguaçu e Curitiba em conjunto. Nela é comparado o custo total dos cenários 2 e 3 com o cenário de referência, são mostradas as economias estimadas para cada período analisado.

Percebe-se que ao longo dos 23 meses, contratando a demanda ótima, para cada período, a economia alcançada seria em torno de 7% comparado ao cenário um. Nesse mesmo intervalo de tempo, avalia-se que contratando-se energia no mercado livre, considerando o caso desfavorável onde adquire-se energia no mercado de curto prazo valorado ao PLD, estimou-se uma economia em torno de 24%. Em outros trabalhos de estudo de migração para o ambiente de contratação livre, adquirindo energia de fontes incentivadas, estimou-se uma economia de 23% [48], 19% [51], ambos informes ao calculado.

H. Cenário 4

Como foi verificado nos cenários anteriores, é possível alcançar uma economia significativa ao migrar-se para o mercado livre. De maneira que o responsável das unidades consumidoras analisadas possa usar esse trabalho como base

Tabela VIII
CUSTOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

2016/2017	Demanda	Consumo (MWh)			Fatura Distribuidora			Fatura	Fatura		Fatura Gestora	Total Mensal	
		Faturada	P	FP	Total	TUSD			CCEE	Fornecedor			
						Demanda	P			FP			Energia
Mês	(kW)												
Maio	500	6,73	63,89	70,62	R\$2.613,64	R\$3.668,35	R\$7.314,43	R\$706,23	R\$19.932,78	R\$597,98	R\$3.000,00	R\$37.833,41	
Junho	500	4,67	46,30	50,97	R\$2.613,64	R\$2.546,01	R\$5.300,53	R\$509,72	R\$14.386,46	R\$431,59	R\$3.000,00	R\$28.787,95	
Julho	500	5,31	50,18	55,50	R\$4.000,00	R\$3.041,73	R\$4.387,88	R\$554,95	R\$15.663,04	R\$469,89	R\$3.000,00	R\$31.117,50	
Agosto	500	6,60	60,14	66,73	R\$4.000,00	R\$3.776,83	R\$5.258,34	R\$667,34	R\$18.835,17	R\$565,05	R\$3.000,00	R\$36.102,74	
Setembro	500	6,52	59,15	65,67	R\$4.000,00	R\$3.729,89	R\$5.172,30	R\$656,68	R\$18.534,30	R\$556,03	R\$3.000,00	R\$35.649,19	
Outubro	500	6,07	57,93	64,00	R\$4.000,00	R\$3.477,41	R\$5.065,28	R\$640,03	R\$18.064,36	R\$541,93	R\$3.000,00	R\$34.789,01	
Novembro	500	6,06	66,44	72,50	R\$4.000,00	R\$3.469,40	R\$5.809,65	R\$725,02	R\$20.463,14	R\$613,89	R\$3.000,00	R\$38.081,10	
Dezembro	500	6,31	69,88	76,18	R\$4.000,00	R\$3.609,66	R\$6.110,18	R\$761,84	R\$21.502,36	R\$645,07	R\$3.000,00	R\$39.629,11	
Janeiro	500	6,79	78,18	84,97	R\$4.000,00	R\$3.887,90	R\$6.836,01	R\$849,71	R\$23.982,42	R\$719,47	R\$3.000,00	R\$43.275,51	
Fevereiro	500	7,28	85,87	93,16	R\$4.000,00	R\$4.170,15	R\$7.508,77	R\$931,58	R\$26.293,14	R\$788,79	R\$3.000,00	R\$46.692,43	
Março	500	7,02	73,06	80,07	R\$4.000,00	R\$4.016,14	R\$6.338,23	R\$800,74	R\$22.600,28	R\$678,01	R\$3.000,00	R\$41.483,40	
SubTotal	5500	69,36	711,02	780,38	R\$41.227,27	R\$39.393,46	R\$65.151,61	R\$7.803,84	R\$220.257,45	R\$6.607,72	R\$33.000,00	R\$413.441,36	
2017/2018													
Abril	500	7,29	66,24	73,53	R\$4.000,00	R\$4.173,01	R\$5.791,81	R\$735,27	R\$22.055,69	R\$661,67	R\$3.000,00	R\$40.417,45	
Maio	500	5,68	49,80	55,49	R\$4.000,00	R\$3.252,99	R\$4.354,83	R\$554,86	R\$16.643,98	R\$499,32	R\$3.000,00	R\$32.305,98	
Junho	500	6,58	55,45	62,03	R\$4.000,00	R\$3.768,24	R\$4.848,16	R\$620,28	R\$18.606,37	R\$558,19	R\$3.000,00	R\$35.401,25	
Julho	500	5,97	56,08	62,05	R\$5.367,42	R\$3.823,35	R\$3.358,85	R\$620,52	R\$18.613,57	R\$558,41	R\$3.000,00	R\$35.342,12	
Agosto	500	6,79	58,80	65,59	R\$5.367,42	R\$4.347,04	R\$3.521,70	R\$655,89	R\$19.674,55	R\$590,24	R\$3.000,00	R\$37.156,85	
Setembro	500	6,96	64,76	71,72	R\$5.367,42	R\$4.453,32	R\$3.878,91	R\$717,19	R\$21.513,35	R\$645,40	R\$3.000,00	R\$39.575,59	
Outubro	500	6,36	61,37	67,73	R\$5.367,42	R\$4.068,55	R\$3.675,87	R\$677,28	R\$20.316,18	R\$609,49	R\$3.000,00	R\$37.714,79	
Novembro	500	5,68	58,39	64,07	R\$5.367,42	R\$3.633,20	R\$3.497,45	R\$640,69	R\$19.218,60	R\$576,56	R\$3.000,00	R\$35.933,92	
Dezembro	500	5,96	65,59	71,55	R\$5.367,42	R\$3.815,02	R\$3.928,44	R\$715,49	R\$21.462,36	R\$643,87	R\$3.000,00	R\$38.932,61	
Janeiro	500	5,66	58,87	64,53	R\$5.367,42	R\$3.625,52	R\$3.525,72	R\$645,29	R\$19.356,59	R\$580,70	R\$3.000,00	R\$36.101,24	
Fevereiro	500	6,42	69,51	75,94	R\$5.367,42	R\$4.110,80	R\$4.163,47	R\$759,35	R\$22.778,01	R\$683,34	R\$3.000,00	R\$40.862,40	
Março	500	6,66	61,47	68,13	R\$5.367,42	R\$4.261,25	R\$3.681,86	R\$681,29	R\$20.436,47	R\$613,09	R\$3.000,00	R\$38.041,39	
SubTotal	6000	76	726,34	802,34	R\$60.306,82	R\$47.332,29	R\$48.227,08	R\$8.023,40	R\$240.675,72	R\$7.220,27	R\$36.000,00	R\$447.785,59	
Total	11500	145,36	1437,36	1582,72	R\$101.534,09	R\$86.725,76	R\$113.378,69	R\$15.827,24	R\$460.933,17	R\$13.828,00	R\$69.000,00	R\$861.226,94	

Fonte: Autor

Tabela IX
COMPARAÇÃO DOS CUSTOS PARA A UNIDADE FOZ DO IGUAÇU

Período	Cenário 1	Cenário 2	Economia (R\$)	Economia (%)
	Custo demanda			
2016/2017	R\$ 42.876,36	R\$ 29.377,45	R\$ 13.498,91	31%
2017/2018	R\$ 55.482,27	R\$47.558,27	R\$ 7.924,00	14%
	Custo Total			
2016/2017	R\$ 217.055,34	R\$ 203.556,44	R\$ 13.498,91	6%
2017/2018	R\$ 213.949,51	R\$ 206.025,51	R\$ 7.924,00	4%
23 meses	R\$ 431.004,86	R\$ 409.581,95	R\$ 21.422,91	5%

Fonte: Autor

Tabela X
COMPARAÇÃO DOS CUSTOS PARA A UNIDADE DE CURITIBA

Período	Cenário 1	Cenário 2	Economia (R\$)	Economia (%)
	Custo demanda			
2016/2017	R\$ 57.718,18	R\$ 40.972,91	R\$ 16.745,27	29%
2017/2018	R\$ 84.429,55	R\$47.821,27	R\$ 36.608,27	43%
	Custo total			
2016/2017	R\$ 339.327,40	R\$ 322.582,12	R\$ 16.745,27	5%
2017/2018	R\$ 363.359,08	R\$ 326.750,80	R\$ 36.608,27	10%
23 meses	R\$ 702.686,47	R\$ 649.332,93	R\$ 53.353,55	8%

Fonte: Autor

e se organizar para o processo migratório, no cenário 4 será

Tabela XI
COMPARAÇÃO DO CUSTO TOTAL DOS CENÁRIOS 2 E 3 COM RELAÇÃO AO CENÁRIO DE REFERÊNCIA

Período	2016/2017	2017/2018	23 meses
Cenário 1	R\$ 556.382,74	R\$ 577.308,59	R\$ 1.133.691,33
Cenário 2	R\$ 526.138,56	R\$ 532.776,31	R\$ 1.058.914,87
Cenário 3	R\$413.441,36	R\$447.785,59	R\$861.226,94
Economia Cenário 2	R\$ 30.244,18 5%	R\$ 44.532,27 8%	R\$ 74.776,45 7%
Economia Cenário 3	R\$ 142.941,38 26%	R\$ 129.523,00 22%	R\$ 272.464,39 24%

Fonte: Autor

feito uma aproximação inicial, projetando o consumo e a demanda contratada, estimando os custos no ACR e no ACL para o período de abril de 2019 a março de 2020. Como foi observado anteriormente, os contratos junto à distribuidora são renovados/atualizados em março e ao levar isso em consideração diminui-se o risco de cobrança de multas. Também será levantado o custo médio aproximado do sistema de medição para faturamento e em quanto tempo as economias obtidas pagam o investimento realizado para a instalação deste sistema.

As duas unidades serão avaliadas conjuntamente e para este estudo será considerado uma demanda faturada 500 kW. Com base no histórico registrado dos últimos 23 meses, calcula-

se o consumo médio mensal do período de abril de 2019 a março de 2020. Na Tabela XII é apresentado o consumo mensal estimado para o posto de ponta e fora de ponta, o consumo total, a demanda a ser faturada e a soma desses mesmos parâmetros ao longo dos 12 meses.

Tabela XII
DEMANDA A SER FATURADA E CONSUMO ESTIMADOS

Período	Demanda Faturada (kW)	Consumo (MWh)		
		P	FP	Total
Mensal 12 meses	500	6,50	62,5	69,00
	6000	78,00	750,00	828,00

Fonte: Autor

Na Figura 8 é mostrado um gráfico com duas curvas, uma com o histórico de reajustes da energia elétrica realizados pela ANEEL e outra do Índice de Preços ao Consumidor Amplo, o IPCA. Por meio dela, estima-se que o reajuste médio da energia elétrica entre os anos de 2013 a 2017 foi de 12,04%, enquanto que para o IPCA o reajuste médio foi de 6,44%.

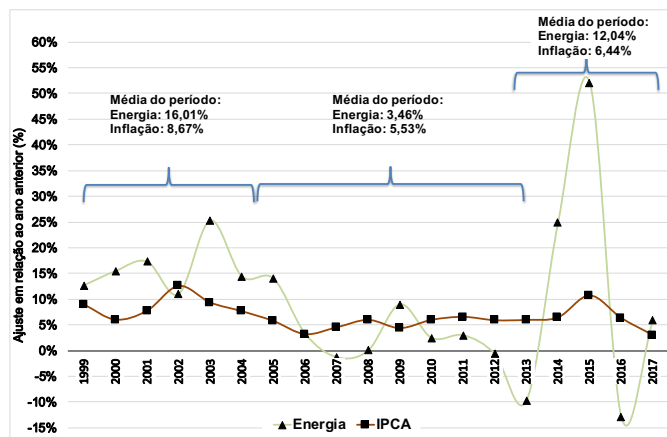


Figura 8. Gráfico do histórico dos ajustes da inflação e da energia no ambiente regulado. Fonte: Autor, baseado nos dados de [44]

Considerando as tarifas praticadas na Tabela I, onde é apresentado os valores das tarifas para o ACR, para o ano de 2017, será aplicado um reajuste médio de 12,04%. Na Tabela XIII é mostrada as tarifas TUSD e TE reajustadas para o ambiente de contratação regulada, bem como a TUSD demanda com 50% de desconto, A TUSD FP e a TUSD encargos com desconto para o ACL

O custo da energia no ambiente de contratação livre foi estimado com base no boletim semanal da Dcide, empresa que se dedica a realizar modelagens no âmbito do mercado de energia elétrica [52]. Os índices apresentados no boletim representam os preços de referência para energia elétrica de fonte convencional e incentivada com 50% de desconto na TUSD no submercado Sudeste e Centro-Oeste e têm o objetivo de refletir a atual conjuntura de mercado para maturidades

Tabela XIII
TARIFAS ESTIMADAS

Ambiente de Contratação	Demanda (R\$/kW)	TUSD		TE	
		Consumo (R\$/MWh)		(R\$/MWh)	
		P	FP	P	FP
ACR	24,05	1367,48	67,11	619,46	405,40
ACL com desconto	12,03	717,29	67,11	-	-

Fonte: Autor

próximas ao suprimento, índices trimestrais, e distantes do suprimento, índices de longo prazo [52]. Mesmo sendo submercados diferentes, como aproximação inicial, será considerado a compra de energia proveniente de fontes incentivadas com desconto de 50% ao preço de R\$ 222,24 MWh.

O custo referente a CCEE será reajustado em 6,44%, passando a ser de R\$ 10,00 MWh para R\$10,64 MWh⁶. Aplicando o reajuste de 6,44%, o custo mensal da empresa que realiza a gestão será de R\$ 3.000,00 mensais para R\$3.193,20 mensais. Considerando os mesmos tributos (ICMS, PIS, COFINS) que nos cenários anteriores, o custo da energia incentivada será de R\$ 336,73 Mwh.

I. Comparação da projeção dos custos no ACR e no ACL

Com a mesma linha de raciocínio que nos cenários anteriores, tendo em conta as Tabelas XII e XIII, na Tabela XIV é apresentado a projeção e comparação dos custos no ACR e no ACL. À esquerda da tabela levantou-se os custos no ambiente cativo, para a TUSD demanda e consumo nos dois postos tarifários, para a TE e ao final a somatória de cada um dos itens, levantando o custo mensal e anual. No lado direito da tabela os custos se referem ao ambiente de contratação livre. Estimou-se os custos a serem pagos a distribuidora, os custos relacionados à fatura da CCEE, os custos ao fornecedor da energia elétrica e o custo da gestão. A partir disso também levantou-se o custo total no ACL mensal e anual. E por último avalia-se uma economia de 22% que o mercado livre pode proporcionar com relação ao ACR para o período de abril de 2019 a março de 2020.

Para melhor entendimento da Tabela XIV, será exemplificado os cálculos para obtenção do custo mensal no ACR.

$$\begin{aligned}
 TD * D &= 24,05(R\$/kW) * 500kW = R\$12.027,32 \\
 TUSD_P * C_P &= 1367,48(R\$/MWh) * 6,50MWh = R\$8.888,63 \\
 TUSD_{FP} * C_{FP} &= 67,11(R\$/MWh) * 62,50MWh = R\$4.194,07 \\
 TE_P * C_P &= 619,46(R\$/MWh) * 6,50MWh = R\$4.026,51 \\
 TE_{FP} * C_{FP} &= 405,40(R\$/MWh) * 62,50MWh = R\$25.337,38 \\
 Custos_{ACR} &= R\$54.473,92
 \end{aligned} \tag{28}$$

Agora será exemplificado os cálculos para obtenção do custo mensal no ACL.

$${}^6(\text{Reajuste} = R\$ 10,00 \text{ MWh} + R\$ 10,00 \text{ MWh} * 6,44/100 = R\$10,64 \text{ MWh})$$

Tabela XV
FLUXO DE CAIXA

Meses	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado
0	R\$(60.000,00)	R\$(60.000,00)	R\$(60.000,00)	R\$(60.000,00)
1	R\$11.744,93	R\$(48.255,07)	R\$11.634,18	R\$(48.365,82)
2	R\$11.744,93	R\$(36.510,14)	R\$11.524,49	R\$(36.841,33)
3	R\$11.744,93	R\$(24.765,21)	R\$11.415,82	R\$(25.425,51)
4	R\$11.744,93	R\$(13.020,29)	R\$11.308,18	R\$(14.117,33)
5	R\$11.744,93	R\$(1.275,36)	R\$11.201,55	R\$(2.915,78)
6	R\$11.744,93	R\$10.469,57	R\$11.095,93	R\$8.180,16
7	R\$11.744,93	R\$22.214,50	R\$10.991,31	R\$19.171,46
8	R\$11.744,93	R\$33.959,43	R\$10.887,67	R\$30.059,14
9	R\$11.744,93	R\$45.704,36	R\$10.785,01	R\$40.844,15
10	R\$11.744,93	R\$57.449,29	R\$10.683,32	R\$51.527,46
11	R\$11.744,93	R\$69.194,21	R\$10.582,58	R\$62.110,05
12	R\$11.744,93	R\$80.939,14	R\$10.482,80	R\$72.592,85

Fonte: Autor

$$\begin{aligned}
 TUSD_P^{desc} * C_P &= 717,29(R\$/MWh) * 6,50MWh = R\$4.662,41 \\
 TUSD_{FP} * C_{FP} &= 67,11(R\$/MWh) * 62,50MWh = R\$4.194,07 \\
 TD^{desc} * D &= 12,03(R\$/kW) * 500kW = R\$6.013,66 \\
 F_{distribuidora} &= R\$4.662,41 + 4.194,07 + 6.013,66 = R\$14.870,14 \\
 F_{CCEE} &= 10,64(R\$/MWh) * 69,00MWh = R\$734,44 \\
 E_{livre} &= 336,73(R\$/MWh) * 69,00MWh = R\$23.234,18 \\
 Perdas &= 336,73(R\$/MWh) * 69,00MWh * 0,03 = R\$697,03 \\
 F_{fornecedor} &= R\$23.234,18 + R\$698,03 = R\$23.931,21 \\
 Custos_{ACL} &= R$(14.870,14 + 734,44 + 23.931,21 + 3.193,20) = R\$42.728,99
 \end{aligned}
 \tag{29}$$

Tabela XIV

PROJEÇÃO E COMPARAÇÃO DOS CUSTOS NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO E NO MERCADO LIVRE

T U S D	Custos ACR			Custos ACL		
	Item	Mensal	12 Meses	Item	Mensal	12 Meses
D	Demanda	R\$12.027,32	R\$144.327,89	Demanda	R\$6.013,66	R\$72.163,95
	P	R\$8.888,63	R\$106.663,61	P	R\$4.662,41	R\$55.948,91
E	FP	R\$4.194,07	R\$50.328,88	FP	R\$4.194,07	R\$50.328,88
	P	R\$4.026,51	R\$48.318,06	CCEE	R\$734,44	R\$8.813,23
E	FP	R\$25.337,38	R\$304.048,55	Energia	R\$23.234,18	R\$278.810,18
				Perdas Gestora	R\$697,03	R\$8.364,31
					R\$3.193,20	R\$38.318,40
	Total	R\$54.473,92	R\$653.686,99	Total	R\$42.728,99	R\$512.747,85
				ECONOMIA	R\$11.744,93	R\$140.939,14
						22%

Fonte: Autor

1) *Custos do sistema de medição para faturamento:* O Sistema de Medição para Faturamento (SMF) tem como finalidade o controle dos processos de contabilização de energia elétrica, de responsabilidade da CCEE, além disso, visa à apuração das demandas pelo ONS [53]. O SMF é formado pelos medidores, pelos transformadores para instrumentos, que são os transformadores de potencial e de corrente, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta dedados de medição para faturamento [54].

Entrou-se em contato com empresas especializadas em executar a instalação do SMF e estimou-se, de maneira conservadora, que o investimento relacionado ao SMF é de R\$ 30.000,00 para cada unidade consumidora. Levando em consideração as economias mensais de R\$ 11.744,93, elaborou-se o fluxo de caixa mostrado na Tabela XV, onde o investimento inicial que ocorre no mês zero é de R\$ 60.000,00, e ao longo de doze meses as economias obtidas no mercado livre. Na coluna fluxo de caixa acumulado, é somado mensalmente as economias obtidas. O fluxo de caixa descontado leva em consideração a descapitalização do dinheiro no tempo. Ressalta-se Os valores que estão entre parênteses são negativos.

Por meio da Equação 30, transformou-se a taxa anual de 12,04% para uma taxa mensal de 0,95%. Essa taxa será utilizada para elaborar o fluxo de caixa descontado, calcular o tempo de retorno do investimento (*payback* descontado) do SMF.

$$\text{taxa mensal} = (1 + \text{taxa anual})^{1/12} - 1 \tag{30}$$

$$\text{taxa mensal} = (1 + 12,04\%)^{1/12} - 1 = 0,95\% \tag{31}$$

Considerando uma descapitalização mensal das entradas do fluxo de caixa de 0,95% ao mês, são geradas as entradas

do fluxo de caixa descontado e estima-se que o *payback* descontado do SMF é de cinco meses.

Agora, na Equação 32 será demonstrado como foi calculado o fluxo de caixa descontado (FCD) para o segundo mês. Para os outros meses foi calculado da mesma forma, mudando o potência do denominador para cada mês.

$$FCD = \frac{R\$11.774,93}{(1 + 0,95/100)^2} = R\$11.524,49 \tag{32}$$

J. Limitações do modelo

O objetivo deste trabalho era, analisar, e se possível, propor de maneira aproximada, modificações na contratação de energia elétrica e avaliar as economias alcançadas, por parte de duas unidades consumidoras que pertencem à mesma pessoa jurídica. Uma das modificações avaliou a demanda ideal a ser contratada, enquanto a outra examinou a migração para o ambiente de contratação livre. Agora serão discutidas as limitações da modelagem realizada para o estudo de caso, causada por parâmetros que não foram contabilizados ou elementos que podem causar possíveis variações nos cálculos praticados.

Os custos levantados no ambiente de contratação regulada não incorporaram na análise, a incidência de bandeiras tarifárias, fato que trará alterações nos valores calculados e nos resultados encontrados para os cenários 1 e 2. A análise levou em consideração a mesma incidência dos tributos ICMS, PIS/PASEP e CONFINS para todos os meses de todos os cenários, no entanto as alíquotas do PIS e COFINS são apuradas mensalmente.

Nos cenários 3 e 4, onde se avaliou os custos no mercado livre, não ponderou as nuances dos contratos bilaterais, discutidas no item II-E2 da fundamentação teórica, como sazonalização e modulação. Para o cenário 3, considerou que a empresa estava sempre coberta, ou seja, foi comprada a energia exata e necessária para suprir o consumo, não havendo exposições positivas (comprou-se mais energia que o necessária) ou negativas (falta de energia), ou seja, no balanço energético realizado pela CCEE no processo de contabilização, discutido no item II-E4, seria nulo. Obviamente isto ocorre

pois o intuito de cenário 3 era estimar os custos no mercado livre e havia posse de dados de consumo de energia.

No cenário 4, projetou-se o consumo de energia elétrica baseado num histórico de 23 meses de dados. Para uma aproximação mais acurada, de maneira a evitar exposições negativas ou positivas, ressalta-se a necessidade de uma quantidade bem maior de dados, bem como informações sobre hábitos de consumo das unidades estudadas, a carga instalada, se existe previsão de expansão e/ou troca de equipamentos. O preço da energia incentivada usada para o estudo, tem como referência o submercado Sudeste Centro-Oeste, enquanto que as unidades consumidoras se localizam no submercado Sul. É possível que haja diferença de preços do MWh negociados a longo prazo entre os submercados, entretanto devido a dificuldade de encontrar preços para a energia, usou-se essa alternativa.

De maneira a realizar um gerenciamento efetivo de forma a otimizar a situação energética da empresa estudada, faz-se necessário avaliar também se: são usadas medidas de eficiência energética, se existe alguma previsão de aplicação ou se estudos nesse sentido já estão sendo realizados; em caso contrário, deve-se concentrar esforços nesse tema. Como mencionado na parte introdutória deste trabalho, a aplicação de medidas de otimização relacionadas apenas aos contratos, terá um impacto econômico menor que a aplicação em conjunto destas com medidas técnicas envolvendo mudança de hábitos e eficiência energética.

IV. CONCLUSÕES

Por meio do estudo, foi possível observar que o gerenciamento energético por parte de uma empresa pode trazer significativas economias. Demonstrou-se que existe atratividade econômica ao otimizar a demanda contratada e em realizar a migração do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre. Portanto, conclui-se que o principal objetivo do estudo foi atingido, o qual era analisar, e se possível, propor como primeira aproximação, modificações na contratação de energia elétrica e avaliar as economias obtidas, por partes de duas unidades consumidoras pertencentes à mesma pessoa jurídica.

No ambiente cativo, o consumidor deve ter uma gestão ativa dos seus contratos, de forma a se obter os menores custos possíveis relacionados à energia elétrica. Salienta-se que deve-se ter uma atenção ainda maior quando migra-se para o mercado livre, é necessário estar a par das nuances desse ambiente, e para diminuir os riscos atrelados, sugere-se a contratação de uma empresa para realizar a gestão dos contratos e dar o suporte necessário. Por fim, recomenda-se a migração para o mercado livre por parte das unidades consumidoras analisadas, com estimativa de economia de 22% para o período de abril 2019 a março de 2020.

AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal da Integração Latino-Americana, pela oportunidade de estudar numa instituição pública gratuita e de qualidade; Aos professores, pelo conhecimento transmitido; Ao engenheiro Maycon Vendrame por facilitar a

obtenção dos dados; À minha família, que sempre me apoiou e acreditou no meu potencial; Aos companheirxs de faculdade, em especial aos do curso de engenharia de energia, que se empenharam e seguiram a luta até o final da graduação.

REFERÊNCIAS

- [1] EPE, *Aspectos fundamentais de planejamento energético*. Empresa de Pesquisa Energética, 2005. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br>
- [2] N. T. A. MARGULIS, D.; Rajzman, *El Regreso del Estado a la Planificación Energética – Desafíos para la nueva década*. Asociación de Economía para el desarrollo de la Argentina, 2011. [Online]. Available: <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/argentiniien/08609.pdf>
- [3] L. MENDONÇA, “Questão de competitividade,” Portal O Setor Elétrico. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/questao-de-competitividade/>, 2012, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [4] R. BATISTA, O.; Flauzino, “Medidas de gestão energética de baixo custo como estratégia para redução de custos com energia elétrica,” *Revista UNESP; GEPROS. Gestão da Produção, Operações e Sistemas*, vol. 7, no. 4, pp. 117 – 134, 2012.
- [5] MITSID, “Eficiência energética ou mercado livre de energia?” MITSID PROJETOS. Disponível em: <http://mitsidi.com/mercado-livre-de-energia-ou-eficiencia-energetica-os-dois/?lang=pt-br>, 2018, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [6] FIRJAN, “Quanto custa a energia elétrica?” Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/quanto-custa-a-energia-eletrica.htm>, 2017, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [7] GENERGIA, “Tudo sobre o mercado livre de energia,” Grupo GENERGIA. Disponível em: <https://www.genergia.com.br/wp-content/uploads/2016/02/Genergia-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>, 2018, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [8] V. ATIK, “Os benefícios do mercado livre de energia para o segmento varejista,” Ecom Energia. Disponível em: <http://www.ecomenergia.com.br>, 2018, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [9] ABRACEEL.b, “Relatório anual de atividades da abraceil,” Associação brasileira dos comercializadores de energia elétrica. Disponível em: <https://view.joomag.com/revista-abraceel-2018-revista-abraceel-2018/0971609001522262187?short>, 2018, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [10] A. J. FREITAS, “Redução do custo de energia: A retomada do mercado livre de energia,” Inteligência em gestão de energia. Disponível em: http://viex-america.com/2016/wp-content/uploads/2016/03/Curso_Redu%C3%A7%C3%A3o_Custo_-Antonio-Jos%C3%A9-de-Freitas-1-2.pdf, 2018, acesso em: 16 de maio de 2018.
- [11] MERCADOLIVREDE, “Mercado livre de energia elétrica,” Mercado Livre de Energia. Disponível em: <https://www.mercadolivreenergia.com.br/>, 2018, acesso em: 16 de maio de 2018.
- [12] CCEE.d, “Câmara de comercialização de energia,” Disponível em: <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/10-instituicao-20.html>, 2018, acesso em: 23 de maio de 2018.
- [13] CNPE, *Conselho Nacional de Políticas Energéticas*, 2017. [Online]. Available: www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe
- [14] MME, *Ministério de Minas e Energia*, 2017. [Online]. Available: www.mme.gov.br
- [15] EPE, *Empresa de Pesquisa Energética*, 2017. [Online]. Available: www.epe.gov.br/
- [16] CMSE, 2017. [Online]. Available: http://www.mme.gov.br/mme/menu/conselhos_comite/cmse.html
- [17] ANEEL.d, *Resolução Normativa nº 414*, Agência Nacional de Energia Elétrica, Setembro 2010.
- [18] ONS.b, “Extensão da rede de transmissão,” Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>, 2016, acesso em: 19 de fevereiro de 2018.
- [19] ANEEL.e, *Resolução Normativa nº 109*, Agência Nacional de Energia Elétrica, Setembro 2004.
- [20] CCEE, “Câmara de comercialização de energia,” Disponível em: <https://www.ccee.org.br>, 2018, acesso em: 17 de fevereiro de 2018.
- [21] ANEEL.c, “Banco de informações de geração,” Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>, 2018, acesso em: 19 de fevereiro de 2018.

- [22] ONS.e, “O que é o sistema interligado nacional,” Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>, 2018, acesso em: 19 de fevereiro de 2018.
- [23] ONS.c, “Mapa da rede de transmissão,” Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>, 2017, acesso em: 19 de fevereiro de 2018.
- [24] SIGLASUL, “Instalações de transmissão,” SiglaSul. Disponível em: http://siglasul.com.br/?page_id=2053, 2018, acesso em: 19 de fevereiro de 2018.
- [25] ABRADDEE, “Visão geral do setor,” Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>, 2018, acesso em: 23 de fevereiro de 2018.
- [26] M. T. A. GUIMARÃES, *Modelos de negócio para geradores incentivados atuando no ambiente de contratação livre do Brasil. (Mestrado) Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Paraná.*, 2016.
- [27] CCEE.c, *Procedimentos de Comercialização. Módulo 1 - Agentes. Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista*, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/search/query/search?q=varejista>, 2016, acesso em: 30 de março de 2018.
- [28] ANEEL.h, “Resolução normativa nº 678/2015,” Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015678.pdf>, 2018, acesso em: 17 de maio de 2018.
- [29] M. T. TOLMASQUIM, *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Empresa de Pesquisa Energética, 2011.
- [30] ANEEL.g, *Procedimentos de regulação tarifária*, 2017.
- [31] COPEL, “Alteração da demanda contratada,” Companhia Paranaense de Eletricidade. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FF5EAD992942579F903257EBB0042F764>, 2018, acesso em: 30 de abril de 2018.
- [32] ANEEL.i, “Bandeiras tarifárias,” Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>, 2018, acesso em: 17 de maio de 2018.
- [33] FIESP, *Mercado Livre de Energia Elétrica*, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, São Paulo, 2017.
- [34] ELETROBRÁS.b, *Manual técnico de procedimentos de migração do consumidor livre ou especial*, Centrais Elétricas Brasileiras, Rio de Janeiro, 2016.
- [35] A. K. TATEMOTO, *Energia incentivada: uma análise dos aspectos regulatórios, de comercialização e de sustentabilidade. (Mestrado) Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo*, 2013.
- [36] CCEE.b, *Regras de Comercialização*, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2012.
- [37] D. G. A. AMARAL, “Mini curso - comercialização de energia,” Energisa Comercializadora. Disponível em: http://www.sindenergia.com.br/arquivos/136_8-mini-curso-comercializacao-de-energia-alessandra.pdf, 2018, acesso em: 21 de maio de 2018.
- [38] O. d. S. AGUIAR, *O mercado brasileiro de energia elétrica: critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre. (Mestrado)*, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Pernambuco., 2008.
- [39] G. FLOREZI, *Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática. (Mestrado)*, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo., 2010.
- [40] E. S. LAMAS, *Metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores do grupo A. (Mestrado)*, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul., 2010.
- [41] EPE.b, “Anuário estatístico de energia elétrica 2017,” Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>, 2017, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [42] PROCEL, “Edificações,” Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br/main.asp?TeamID=%7B82BBD82C-FB89-48CA-98A9-620D5F9DBD04%7D>, 2018, acesso em: 15 de maio de 2018.
- [43] A. P. A. d. SOUZA, *Uso da energia em edifícios: estudo de caso de escolas municipais e estaduais de Itabira, Minas Gerais. (Mestrado)*, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Minas Gerais., 2005.
- [44] COPEL.b, “Tarifas vigentes,” Copel. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltatensao%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F56242463F0DFB7F403257F09007358CB>, 2018, acesso em: 02 de maio de 2018.
- [45] ANEEL.f, “Resolução homologatória nº 2.255 de 20 de junho de 2017,” Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20172255ti.pdf>, 2018, acesso em: 08 de maio de 2018.
- [46] S. K. E. MARANGONI, Filipe; Ferreira, “Determination of great demand for ensuring excellence in energy management,” *Congresso Nacional de Excelência em Gestão*, 2015.
- [47] A. V. E. SOARES, *Análise do Enquadramento de Consumidores do Grupo A4 no Ambiente de Contratação Livre e Regulado. (Trabalho De Conclusão De Curso)*, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Minas Gerais., 2018.
- [48] G. CHAVES, *Metodologia para avaliação técnica e econômica de migração para o mercado livre de energia: Estudo de caso de um hospital universitário. (Trabalho De Conclusão De Curso)*, Engenharia de Energia, Programa De Graduação, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, 2017.
- [49] COPEL.h, “Copel energia comercializadora,” Companhia Paranaense de Eletricidade. Disponível em: <http://www.copelenergia.com.br>, 2018, acesso em: 15 de maio de 2018. Contato via telefone:(41) 3310-5800, responsável: Richard.
- [50] CCEE.f, “Câmara de comercialização de energia,” Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afriLoop=644390982861061&_adf.ctrl-state=14an8vp48z_59#!%40%40%3F_afriLoop%3D644390982861061%26_adf.ctrl-state%3D14an8vp48z_63, 2018, acesso em: 24 de maio de 2018.
- [51] M. B. P. C. CARVALHO, Guilherme A; ROHR, *Estudo de Redução de Custos de Energia Elétrica Aplicado em Supermercados Utilizando Medidas e Conceitos de Eficiência Energética. (Trabalho De Conclusão De Curso) Engenharia Industrial Elétrica Ênfase Em Eletrotécnica, Programa De Graduação, Universidade Tecnológica Federal Do Paraná*, 2016.
- [52] DCIDE, “Dcide, boletim semanal da curva forward,” Disponível em: https://docs.wixstatic.com/ugd/12ac30_6c0808e5c9474c07852764113c194047.pdf, 2018, acesso em: 25 de maio de 2018.
- [53] ARION, “Adequação do sistema de medição para faturamento: a segurança que sua empresa precisa para reduzir seus custos no ael,” Energia Arion. Disponível em: <https://energiaarion.com.br>, 2018, acesso em: 08 de maio de 2018.
- [54] ONS.f, “Cartilha do sistema de medição para faturamento,” Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Cartilha_SistemaMedicaoFaturamento.pdf, 2018, acesso em: 09 de maio de 2018.