

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DE GOIÁS**

Heitor de Sousa Naves
Igor Caminha Fiuza Pequeno Silveira

ORIENTADOR: Marcelo S. de Castro

GOIÂNIA/GO - BRASIL: 2019

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC nº 1204/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG):

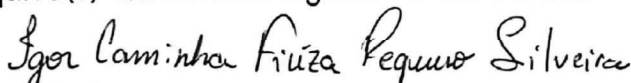
Nome completo do autor: Heitor de Sousa Naves e Igor Caminha Fiuza Pequeno Silveira

Título do trabalho: Viabilidade Econômica de Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso da Universidade Federal de Goiás

2. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento SIM NÃO¹

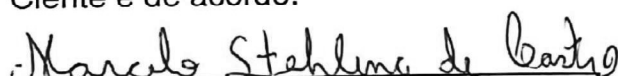
Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF do TCCG.





(Nome completo do autor)²

Ciente e de acordo:


(Nome completo do orientador)²

Data: 08 / 07 / 2019

¹ Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

² As assinaturas devem ser originais sendo assinadas no próprio documento, imagens coladas não serão aceitas.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

**VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO PARA O MERCADO
LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DE GOIÁS**

Monografia apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia no curso de graduação em Engenharia de Computação da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás.

GOIÂNIA/GO - BRASIL: 2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

de Sousa Naves, Heitor

Viabilidade Econômica de Migração para o Mercado Livre de Energia
[manuscrito] : Estudo de Caso da Universidade Federal de Goiás /
Heitor de Sousa Naves, Igor Caminha Fiuza Pequeno Silveira. - 2019.
XIX, 19 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Stehling de Castro.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade
Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de
Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2019.
Bibliografia.

1. Business Intelligence. 2. Consumidor livre. 3. Energia elétrica.
4. Mercado livre. 5. Viabilidade econômica. I. Caminha Fiuza Pequeno
Silveira, Igor . II. Stehling de Castro, Marcelo , orient. III. Título.

CDU 621.3



ATA DE AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL

CURSO	
(X) Eng. Elétrica	() Eng. Mecânica () Eng. de Computação () Projeto Final 1 () Projeto Final II

AVALIAÇÃO DE PROJETO FINAL	
Título do projeto:	Viabilidade Econômica de Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso da Universidade Federal de Goiás

BANCA AVALIADORA	
Membro 1:	Marcelo Stehling de Castro
Membro 2:	Antônio Melo de Oliveira
Membro 3:	Fernando Nunes Belchior

ESTUDANTES	
Matrícula	Nome
201503438	Heitor de Sousa Naves
201503439	Igor Caminha Fiuza Pequeno Silveira

Matrícula	NOTAS												Média
	Membro 1 - Marcelo Stehling de Castro				Membro 2 - Antônio Melo de Oliveira				Membro 3 - Fernando Nunes Belchior				
	NPT	NTE	NAA	NF	NPT	NTE	NAA	NF	NPT	NTE	NAA	NF	
201503438	10	10	10	10	-	10,0	10,0	10	-	10,0	10,0	10,0	10,0
201503439	10	10	10	10	-	10,0	10,0	10	-	10,0	10,0	10,0	10,0

NPT – Nota plano de trabalho; NTE – Nota do trabalho escrito; NAA – Nota de apresentação e arguição
 Para Eng. Elétrica, Mecânica e PFC2 da Eng. Da Computação: $NF = 0,1 \times NPT + 0,45 \times NTE + 0,45 \times NAA$
 Para PFC1 da Eng. Da Computação: $NF = 0,3 \times NPT + 0,7 \times NAA$

Goiânia, 04 de julho de 2019.

Marcelo Stehling de Castro
 Marcelo Stehling de Castro

Antônio Melo de Oliveira
 Antônio Melo de Oliveira

Fernando Nunes Belchior
 Fernando Nunes Belchior

Viabilidade Econômica de Migração para o Mercado Livre de Energia: Estudo de Caso da Universidade Federal de Goiás

Heitor de Sousa Naves, Igor Caminha Fiuza Pequeno Silveira, graduandos em Engenharia Elétrica da EMC-UFG

Resumo—O presente trabalho se dispõe a estudar o histórico do mercado de energia elétrica no Brasil, explicando os nuances que permeiam o mercado livre e a realizar um estudo de caso através de uma análise da viabilidade econômica da inserção da UFG – Universidade Federal de Goiás no mercado livre de energia. Através de pesquisa bibliográfica dentro da legislação que regulamenta o setor elétrico brasileiro, consolidou-se o entendimento da evolução da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Associado a essa pesquisa, pode-se entender como é calculada a fatura de energia elétrica entregue ao consumidor. A compreensão da legislação e das formas de cálculos das faturas emitidas pela distribuidora de energia elétrica subsidiou a análise, com o uso de ferramenta computacional de *Business Intelligence*, permitindo fundamentar a migração do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre. As simulações realizadas evidenciaram um potencial de economia de até 17% no cenário mais conservador visualizado.

Palavras-chave—*Business Intelligence*, Consumidor livre, Economia, Energia elétrica, Mercado livre, Viabilidade econômica.

Abstract—This present article disposes itself to study the history of the energy market in Brazil, explaining the nuances that permeate the free market and to carry out a case study through an analysis of the economic viability of the UFG - Federal University of Goiás insertion in the free energy market. Through bibliographic research within the legislation that regulates the Brazilian electric sector, the understanding of the evolution of the generation, transmission and distribution of electric energy was consolidated. Associated with this research, one can understand how the electricity bill delivered to the consumer is calculated. The understanding of the legislation and the calculation of the invoices issued by the electric power distributor subsidized the analysis, using a computational Business Intelligence tool, allowing the migration from the regulated contracting environment to the free contracting environment. The simulations carried out showed a saving potential of near 17% in the most conservative scenario visualized.

Index Terms—Business Intelligence Economy, Electrical energy, Free customer, Free Market, Economic Viability.

I. INTRODUÇÃO

Entre as Instituições Públicas de Educação Superior, encontram-se, atualmente, 63 (sessenta e três) Universidades Federais. Essas instituições desempenham um importante papel no desenvolvimento científico e tecnológico do país, respondendo por uma parcela significativa da produção

científica brasileira e pela formação de profissionais nas mais diversas áreas do conhecimento. Contatou-se que, em grande parte destas instituições públicas, a conta de energia elétrica é uma de suas maiores despesas, quando elencados todos seus itens de pagamento mensal [1].

De acordo com a Secretaria de Ensino Superior (SESu) do Ministério da Educação, o valor total pago em 2015 apenas pelas Universidades Federais foi de cerca de R\$ 430.000.000,00 (quatrocentos e trinta milhões de reais). Segundo essa mesma fonte, as despesas com energia elétrica dessas instituições despontam como o 3º maior grupo, representando cerca de 9% dos gastos apurados em 2015 [1].

O Brasil é cortado ao sul pelo trópico de Capricórnio e apresenta 92% do território na zona intertropical (entre os trópicos de Câncer e de Capricórnio), com um clima tropical que exige a utilização massiva de aparelhos de ar condicionado, que se trata de um grande componente das contas de energia.

Por outro lado, essa mesma localização favorece a incidência de raios solares o que garante ao Brasil um grande potencial energético solar. Tal potencial, em geral, é aproveitado através de geração distribuída, onde cada consumidor instala em seu próprio terreno (em geral nos telhados) uma usina solar que pode ou não atender às suas necessidades integrais de energia.

Sabe-se, porém, que uma parte considerável desses gastos se deve ao uso de equipamentos ineficientes e a práticas inadequadas de instalação, uso e manutenção dos aparelhos, entre outros inconvenientes da falta de uma cultura de uso eficiente e racional de energia no país.

Por outro lado, quando se trata do pagamento de ações de eficiência energética, principalmente quando envolve a compra e a substituição de equipamentos, vários obstáculos são verificados. Entre os principais entraves, destacam-se a falta de capital próprio para investimento e as dificuldades para obtenção de financiamento ou obtenção de recursos em outra(s) fonte(s).

Além da redução do valor da fatura de energia dessas instituições por meio da melhoria da eficiência no uso final de energia, há, também, a possibilidade de redução dos gastos com energia elétrica por meio da geração própria de energia (micro e minigeração).

Uma alternativa que será proposta nesse artigo é a migração dos consumidores para o mercado livre de energia elétrica, onde o consumidor não fica cativo da distribuidora local de energia elétrica, mas pode comprar diretamente com empresas geradoras através de comercializadoras de energia.

No contexto, a redução dos custos de energia elétrica na UFG

pode significar mais investimento em pesquisa com melhoria das instalações dos laboratórios e aumento do número de bolsas ofertadas.

Não existe uma fórmula que o Estado seja obrigado a seguir, mas o Estado optou por permitir, através dos artigos 15 e 16 da lei 9.074/95, que determinados consumidores de grande porte possam optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica [2].

Tal contratação tem o viés de libertar grandes consumidores do monopólio de distribuição que determinadas empresas detêm através de concessões do poder público, o que permite uma liberdade de negociação entre consumidor e produtor.

Dada a importância econômica de tal modelo de fornecimento e as diversas nuances que permeiam a sua aplicabilidade, torna-se importante um estudo aprofundado do tema, especialmente no tocante aos contratos de compra e venda de energia elétrica.

Assim, o presente trabalho analisa o funcionamento do mercado livre de energia no Brasil e a viabilidade econômica de migração para tal mercado.

Em seu primeiro capítulo foi analisada a evolução do mercado de energia no Brasil.

No segundo capítulo, por sua vez, houve a descrição do funcionamento do mercado livre de energia no Brasil, trazendo à tona uma análise da legislação em vigor sobre o tema no país, bem como realizando um comparativo de vantagens e desvantagens do mercado livre em relação ao mercado cativo.

No terceiro capítulo mostrou-se as principais informações necessárias para o entendimento do mercado livre, do ponto de vista do consumidor.

No quarto capítulo foi realizado o estudo de caso da Universidade Federal de Goiás (UFG) em relação aos contratos de energia que esta já possui e das perspectivas que favorecem a migração para o mercado livre.

Para se realizar tal estudo, utilizou-se uma análise dedutiva dos problemas e situações propostas a serem analisadas. Com o auxílio de pesquisa bibliográfica almeja-se fazer um estudo econômico que se propõe analisar a importância do instituto da franquia no contexto brasileiro.

Propõe-se a fazer uma análise dedutiva dos problemas e situações propostas para serem analisadas. Com o auxílio de pesquisa bibliográfica faz-se um estudo econômico e mercadológico que se propõe a analisar a importância do mercado livre de energia no contexto brasileiro.

Propõe-se a fazer uma análise legislativa sob uma perspectiva prática de como realmente funciona o mercado livre de energia.

Dessa forma, será possível compreender a importância da livre concorrência num mercado capitalista

Objetiva-se, ao final, realizar um estudo de caso que determine vantagens e desvantagens entre o contrato de fornecimento padrão das distribuidoras e o contrato estabelecido entre produtor e consumidor.

II. A EVOLUÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA

Olhar para o passado é um aspecto fundamental para entender-se o presente. Nesse sentido é importante estudar a

evolução do setor elétrico no Brasil, desde a sua concepção.

A energia elétrica começou a ser produzida no Brasil, a lentos passos, por volta do ano 1800, quando pequenas empresas privadas e empresas públicas de localidades que se destacavam no mercado nacional começaram a perceber as potencialidades da energia elétrica. Estas por sua vez foram privatizadas no início do século XX, o que aumentou a produção de energia elétrica no Brasil e possibilitou a expansão do consumo em regiões próximas às geradoras.

Na década de 1920 houve uma considerável evolução na produção de eletricidade, o que ampliou a oferta de energia elétrica e permitiu que o consumo se afastasse das zonas produtoras [3].

Tal avanço influenciou não apenas o desenvolvimento industrial puro das regiões consumidoras, mas também o desenvolvimento urbano, em torno das indústrias, que fomentavam a construção de ferrovias, o assalariamento da população local, o setor de serviços, entre outros.

Neste período de desenvolvimento inicial destacaram-se os seguintes grupos:

- *Holding Brazilian Traction Light and Power C. Ltda. (Light)*, que controlava a geração e a distribuição nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo;
- *American Share Foreign Power Company (Amforp)*, que controlava a geração e a distribuição de energia elétrica no interior dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, e nas cidades de Porto Alegre, Pelotas, Salvador, Recife, Natal, Vitória.

No início da década de 1930 começou a ser defendida a intervenção do governo no setor elétrico, sob argumentação que não havia parâmetros para a fixação de preços e que as concessões favoreciam o monopólio de determinadas empresas além de não incorporarem nos contratos os ganhos decorrentes da evolução técnica e da expansão da demanda [3].

Devido à ausência de regulação as concessionárias, a light em particular, obtinham lucros exorbitantes, situação que foi mitigada com a promulgação do Código de Águas em 1934.

O Código de Águas constituiu um importante marco no setor elétrico, uma vez que trouxe regulamentação sobre a propriedade de águas e sua utilização, Art. 1 e seguintes, dispôs sobre autorizações e concessões para exploração e aproveitamento da energia hidráulica, Art. 139 e seguintes, trouxe regras sobre a determinação de tarifas de fornecimento da energia, Art. 163 e seguintes, e atribuiu aos Estados federativos a competência para autorizar ou conceder o aproveitamento industrial das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica, Art. 191 e seguintes [4].

A ausência de regulamentação específica anterior ao Código de Águas permitia ampla liberdade às concessionárias de energia para determinar suas tarifas, assim, em geral, elas estabeleciam as tarifas baseadas no equivalente em ouro, o que garantia a correção monetária automaticamente. O Código de Águas, por sua vez, regulamentou que as tarifas de fornecimento da energia seriam estabelecidas, exclusivamente, em moeda corrente no país [4].

O Código de Águas, foi posteriormente alterado pelo Decreto-lei nº 3.763, em 1941 e vigente até então [5]. Tal

decreto estabeleceu no Art. 178 do Código de Águas que a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral fiscalizasse a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidrelétrica com o objetivo de assegurar serviços adequados, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade financeira das concessionárias.

Quando se refere a tarifas razoáveis, o próprio Código de Águas explica em seu Art. 180 [5]:

Art. 180. Quanto às tarifas razoáveis, alínea "b" do artigo 178, o Serviço de Águas fixará, trienalmente, as mesmas:

I – Sob a forma do serviço pelo custo, levando-se em conta:

- a) todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançados sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício;
- b) as reservas para depreciação;
- c) a remuneração do capital da empresa.

II – Tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto, menos a depreciação;

III – Conferindo justa remuneração a esse capital;

IV – Vedando estabelecer distinção entre consumidores, dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;

V – Tendo em conta as despesas de custeio fixadas, anualmente, de modo semelhante.

Tal regulamentação impôs revisão a diversos contratos de concessão existentes, até então. As empresas, que vinham obtendo altos lucros, se mostraram desestimuladas a continuar a investir no Brasil, sob argumento de estarem sofrendo prejuízos.

O Brasil requeria, à época, expansão da oferta de eletricidade, uma vez que a Europa estava em processo de reconstrução após a primeira guerra mundial e o mercado internacional dificultava as importações pelo Brasil. Assim, foi fomentada a expansão da indústria nacional e a urbanização, além da difusão de eletrodomésticos [3].

Surgiu, então, um impasse entre as concessionárias, que não obtinham aumento de tarifas que assegurassem investimentos em expansão do sistema de energia brasileiro, e o governo, que não dispunha de capital, tecnologia nem capacidade gestora para avocar a responsabilidade para expansão do sistema.

A. As Primeiras Companhias de Energia Estatais

No final da década de 1940, em 1946, logo após o término da Segunda Guerra Mundial, o estado do Rio Grande do Sul criou a Comissão Estadual de Energia Elétrica a fim de estudar o potencial hidroelétrico do Estado. Essa comissão deu origem ao Plano Nacional de Eletrificação. Tal Plano, no entanto, só foi publicado oficialmente em 1954, através do projeto de lei 4.277 [6].

O Plano Nacional de Eletrificação consubstanciou a ação do governo Federal e a coordenou com a ação dos governos estaduais e municipais, para, juntamente com a iniciativa privada, executar um conjunto de obras que ampliassem e melhorassem o suprimento nacional de energia elétrica [6].

O conjunto de obras referenciado no Plano Nacional de Eletrificação incluía, mas não se exauria, em obras nas Zonas Light-Rio, Light-São Paulo, Vale do Parapanema, Paraná-Santa Catarina e era composto por obras de construção e ampliação de diversas usinas hidrelétricas, linhas de transmissão e subestações.

O Plano Nacional de Eletrificação garantiu um planejamento de expansão da capacidade de produção e integração de diversas regiões por meio de sistemas de transmissão e ainda atuou na possibilidade de financiamento desse processo. Nele estava incluso, ainda, a formação do Fundo Nacional de Eletricidade, a criação da Eletrobrás e previa forte articulação com a indústria de equipamentos elétricos [6].

No final da década de 1950, o término do contrato de concessão da Amforp em Porto Alegre levou o Estado do Rio Grande do Sul a assumir a respectiva área de concessão.

Na década de 1940, o Estado de Minas Gerais inaugurou a Usina de Gafanhoto, próxima à cidade de Contagem, esta era precariamente atendida pela Amforp. O sucesso da Usina de Gafanhoto possibilitou a criação, em 1952, da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) como uma empresa de economia mista pelo Estado de Minas Gerais.

Em 1945, o governo federal criou a Companhia Elétrica de São Francisco (CHESF) a fim de utilizar o potencial de geração da cachoeira de Paulo Afonso, localizada no Norte da Bahia. A CHESF acabou se destacando não apenas na Bahia, mas em todo o Nordeste e hoje possui 12 hidrelétricas, sendo 8 no Rio São Francisco, 2 no Rio Contas (BA), 1 no Rio Parnaíba (PI), 1 nos Rios Piancó e Aguiar (PB). Além das hidrelétricas, a CHESF possui também 1 usina térmica a bicombustível de 69,5 MW. A potência total instalada do parque gerador da CHESF é de 10.331,82 MW [7].

Na região do Rio de Janeiro e de São Paulo estava o grande gargalo no fornecimento de energia elétrica, uma vez que a Light, concessionária da região, já havia explorado todo o potencial hidroelétrico da região, restando apenas ampliar a capacidade instalada das usinas já existentes.

O centro econômico do Brasil convivia com uma recorrente falta de energia elétrica, além de contar com um fornecimento de energia elétrica de baixa qualidade: demora no atendimento de novas instalações, o que caracteriza uma repressão da demanda, frequentes interrupções no fornecimento, quedas abruptas de tensão dentre outros aspectos.

Com o objetivo de suprir parte da demanda do Rio de Janeiro e de São Paulo e evitar um colapso do sistema, em 1957 foi criada a empresa federal Central Elétrica de Furnas, no Rio Grande, em Minas Gerais. A construção da Usina Hidrelétrica de Furnas foi iniciada em 1958 e tornou-se, à época, a maior obra em execução da América Latina, sendo o primeiro passo rumo à interligação do sistema elétrico brasileiro. A construção foi finalizada e a usina entrou em operação em 1963, no auge da crise de abastecimento do sudeste e foi capaz de evitar o racionamento que vinha causando transtornos recorrentes às indústrias e à população em geral.

Atualmente, Furnas Centrais Elétricas tem 12 usinas geradoras de energia, sendo 10 hidrelétricas e duas termelétricas que, juntas, geram 9.292 MW [8].

A partir de então, a criação de estatais ganhou força e viabilizou a substituição das empresas estrangeiras por estatais.

A criação do Ministério de Minas e Energia, em 1960 fez do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica ao Ministério, seu departamento subordinado, através da Lei nº 3.782/60 [9].

Posteriormente, integrando este mesmo Ministério, houve a

incorporação do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), sendo este desligado do Ministério da Agricultura.

Em 1961, a criação da constituição das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, autorizada pela Lei nº 3.890-A, permitiu-a absorver várias atribuições anteriormente de competência do CNAEE [10].

A Eletrobrás foi, efetivamente, criada em num projeto que previa, de maneira tácita, que caberia às estatais a ampliação do sistema de geração e de transmissão de energia elétrica e às empresas estrangeiras (especialmente a Light e a Amforp) a distribuição.

Esse modelo de organização agradava tanto a iniciativa privada, que ganhava uma sobrevida frente à entrada do Estado na participação no Sistema Elétrico e possibilitava ao Estado um ingresso gradual nas atividades de geração, enquanto adquiria capacidade técnica, financeira e de gestão para expandir, posteriormente, suas atividades também para a distribuição e ter domínio de toda a cadeia produtiva.

B. O Desenvolvimento do Sistema Elétrico no Período Militar

A política econômica adotada pelos militares contava com uma proposta de substituição de importações por produtos nacionais, a participação do Estado nas atividades econômicas e a obtenção de empréstimos estrangeiros, amplamente disponíveis no mercado financeiro internacional. Esse conjunto de parâmetros, que não são exaustivos, possibilitaram ao Estado atuar de maneira expressiva no desenvolvimento infraestrutural do país.

O setor elétrico não se furtou de aproveitar esse momento do país. No primeiro ano de mandato do presidente Castelo Branco foi editado o Decreto nº 54.936, que possibilitava, em seu Art. 1, corrigir a tradução monetária do valor original dos bens de seu ativo imobilizado, para todos os efeitos de direito, inclusive de natureza fiscal. Dessa forma, o principal item do custo de serviço, regulamentado no Código de Águas, foi razoavelmente atualizado [11].

Após a edição desse decreto as tarifas de energia elevaram-se entre 1964 e 1967, em média, 60% acima da inflação do período. Em 1967 as alíquotas do Imposto Único sobre Energia Elétrica (instituído em 1954 pela Lei nº 2.308) foram elevadas.

No ano de 1965, com a transformação da Divisão de Águas do DNPM, instituiu-se o surgimento do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE).

Sua coexistência com o CNAEE, porém, ocasionava dificuldades para a política energética nacional, não ficando claro no texto da lei nº 4.904/65 de sua criação, quais seriam as atribuições do CNAEE que passariam a sua responsabilidade [12]. Este fato favoreceu o surgimento de empecilhos que refletiram na política energética nacional.

O Decreto-Lei nº 689/69 pôs um fim à ambiguidade, declarando a extinção da CNAEE, provendo suas atribuições ao, então, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) [13].

Em 1969, a Lei Complementar nº 01, que alterava consideravelmente a Constituição Federal de 1967, possibilitou a arrecadação de empréstimos compulsórios, o que foi feito

com vistas investir no Setor Elétrico [3].

Essas, dentre outras medidas, colaboraram para que o Estado pudesse financiar a expansão do Setor Elétrico sem dispor de recursos orçamentários. A Eletrobrás, por sua vez, exerceu um papel de gestora de recursos.

Nesse contexto, foi possível uma rápida expansão do sistema elétrico nacional, que por sua vez possibilitou uma expansão de todo o setor industrial, que viabilizou uma aceleração de toda a economia nacional. Isso pôde ser percebido, especialmente, 1967 e 1973 quando a economia cresceu, em média, 12% ao ano [3], época conhecida como *milagre econômico*.

A expansão do setor elétrico prosseguiu com a interligação do sistema que havia se iniciado com a construção da usina de Furnas. Essa usina gerava energia que abastecia Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro através de linhas de transmissão de alta tensão.

A interligação do sistema propicia uma produção de energia mais racional, uma vez que possibilita a geração à longas distâncias dos centros consumidores e alia a determinação de qual matriz energética será utilizada, favorecendo a utilização de matrizes mais baratas.

O governo de Ernesto Geisel lançou, em 1974, o II Plano Nacional de Desenvolvimento, através da Lei nº 6.151, que priorizava o aumento da capacidade energética e da produção de insumos básicos e bens de capital [14]:

Deverá o País afirmar o seu poder de competição em indústrias altamente intensivas de energia elétrica, inclusive para exportação (a exemplo do alumínio), tendo em vista tirar proveito dos seus amplos recursos em hidroeletricidade.

Ao mesmo tempo, será posto em execução programa de pesquisas relacionado com novas fontes de energia, acompanhando os progressos mundiais especialmente com relação a economia do hidrogênio, como combustível, e a energia solar.

[...]

Seria inviável crescer rapidamente sem acelerada expansão da oferta de energia. Por isso, será necessário reduzir, dentro do setor de energia, a dependência em relação ao petróleo (substituindo-o pela eletricidade, na medida do possível, e também por carvão, por ser este abundante no mercado, embora importado em parte)

[...]

Execução de Programa Ampliado de Energia Elétrica, no valor de aproximadamente CR\$200 bilhões, capaz de realizar, no período, um aumento de cerca de 60% na capacidade instalada de geração, além das correspondentes expansões nos sistemas de transmissão e distribuição.

Esse programa inclui, além de Itaipu, e outros importantes aproveitamentos hidroelétricos (Itumbiara, São Simão, Paulo Afonso IV, Xingó, Salto Santiago e outras de menor porte), a segunda e possivelmente a terceira central nuclear, além da instalação de centrais termoelétricas de complementação.

A necessidade de reduzir a dependência em relação ao petróleo não apenas sustentou o acelerado crescimento econômico que o país vivenciava, mas também criou uma ampla capacitação dos profissionais de engenharia.

Porém os choques do petróleo ocorridos em 1973 e 1979 elevaram as taxas de juros do mercado financeiro internacional e retardaram o momento de crescimento econômico pelo qual o Brasil vinha passando.

O II Plano Nacional de Desenvolvimento foi uma tentativa de forçar a economia brasileira rumo ao desenvolvimento,

contrariando o cenário internacional de retração. Diante da retração dos investimentos privados, o Estado pretendia socorrer-se de empréstimos estrangeiros e durante certo tempo o Estado conseguiu manter um bom progresso, tendo concebido projetos como Itaipu, o Programa Nuclear e a Ferrovia do Aço no escopo do Plano.

A contratação de empréstimos no cenário de crise sujeitou o Estado a um aumento extraordinário nas taxas de juros de curto prazo (enquanto os projetos embarcados no II Plano Nacional de Desenvolvimento esperavam retorno a longo prazo) a tal ponto que o processo inflacionário interno ficou fora de controle o que, por sua vez, reduziu significativamente a capacidade do Estado de destinar recursos à obras de grande porte.

Com vistas a conter os índices inflacionários ou, pelo menos, atrasar sua explosão o Estado reduziu os valores das tarifas abaixo do seu valor real, uma medida populista que levou as empresas do Setor Elétrico a um progressivo endividamento que culminaria na inadimplência e consequente perda de eficiência na prestação dos serviços.

O aumento das taxas de juros, juntamente com a redução das tarifas e redução do Imposto Único sobre Energia Elétrica, que vinha perdendo forças diante da legislação tributária que está em constante transformação, comprometeu a conclusão de diversas obras de longo prazo

Nesse contexto, começaram a surgir conflitos de interesses entre empresas estatais geridas pelo governo federal e geridas pelos governos estaduais. Na raiz desses conflitos encontra-se a disputa pelo aproveitamento da geração, que era concedido prioritariamente às empresas do Grupo Eletrobrás, e a luta por recursos setoriais para o término de obras.

Para agravar a situação, em 1981, foi instituído uma estrutura tarifária baseada na remuneração média do Setor Elétrico, sem considerar as características internas de cada empresa. Assim, qualquer tipo de ganho de produtividade que uma concessionária alcançasse era transferido para outra concessionária para que a média fosse mantida. Assim, muitas concessionárias entraram em situação crítica de inadimplência e foram deixando de pagar até mesmo a energia comprada.

Ainda no cenário da expansão, muitas empresas de engenharia, empreiteiras e fabricantes de equipamentos tinham interesse na continuidade da expansão pela qual o Setor Elétrico vivenciara nas décadas de 1960 e 1970. No lado da demanda, a abundância de energia a baixos preços incentivou a instalação de grandes consumidores.

A atuação desses agentes, dotados de poder econômico, por vezes fez com que projetos sem perspectiva de retorno econômico fossem implementados com justificativa técnica de importância no desenvolvimento no sistema elétrico nacional e a expansão do sistema, antes baseada na necessidade de suprir o desenvolvimento econômico do país, passa a ser um fim em si mesma.

Assim, no começo da década de 1990 a conta chegou e o Setor Elétrico vive uma situação bastante delicada: o Estado não tem mais recursos para investir no setor, as diversas empresas estatais estão endividadas e a possibilidade de falta de energia volta a se tornar uma realidade aos consumidores.

As privatizações se tornam uma opção diante da falta de perspicácia gestora do Estado, mas para isso é necessário que ocorra uma reformulação na regulamentação do Setor Elétrico, especialmente em relação à definição de tarifas, dinâmica entre geradores e distribuidores, regras para participação no mercado e obrigações mínimas de investimento.

C. A Desestatização no Período de Redemocratização

O advento da Constituição Federal de 1988 trouxe consigo um novo conceito de ordem econômica, estabelecido em seu Art. 170, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa. Esse último sendo derivado dos direitos de liberdade de profissão e trabalho e liberdade de associação, expressos, respectivamente, no Art. 5º, XIII e XVII da Constituição Federal [15].

O mesmo princípio pode ainda ser decomposto em elementos que lhes dão conteúdo, sendo estes elementos explícitos na Constituição Federal, quais sejam: a propriedade privada (Art. 5º, XXII) e a liberdade de empresa (Art. 170, Parágrafo Único) [15]. A união desses dois princípios garante a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica. Um outro elemento que se pode citar é a livre concorrência (Art. 170, IV) [15] que garante àquele que exerce determinada atividade econômica que estabeleça seus próprios preços de acordo com critérios de mercado, em um dado ambiente competitivo.

É nesse mesmo sentido que a Constituição Federal de 1988 estabelece [15]:

Art. 21. Compete à União:

[...]

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

[...]

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

O mesmo texto legal, prevê ainda que:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

No entanto, tais normas constitucionais possuem eficácia limitada e requerem a elaboração de lei posterior (ou recepção de lei anterior) que garanta eficácia e aplicabilidade ao preceito constitucional.

Isso foi realizado através de diversas leis que estabeleceram o modelo de competição no mercado de energia elétrica.

A Lei 8.031/90 [16] (posteriormente revogada pela Lei 9.491/97) [17] instituiu o Programa Nacional de Desestatização e criou o Fundo Nacional de Desestatização, de natureza contábil, que seria utilizado para depósito da totalidade das ações ou quotas emitidas pelas empresas, que sejam de propriedade, direta ou indiretamente, da União, e cujas

alienações viessem a ser aprovadas.

A desestatização, no entanto, só começou efetivamente com a publicação da Lei 8.987/95 [18], que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal e da Lei 9.074/95, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos [2].

De maneira geral essas duas leis determinaram regras para a licitação de novos empreendimentos de geração, criaram a figura do Produtor Independente de Energia, assegurando aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e deram liberdade aos grandes consumidores para escolherem quem iria suprir sua demanda energética.

Em 1996 o Decreto 2.003 regulamentou a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor [19], enquanto a Lei 9.427/96 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, instituindo, também, indicadores de qualidade do serviço, como o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por UC – e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por UC -, medidas que norteiam atualmente as concessionárias de energia [20].

Evidente, portanto, que na segunda metade da década de 1990 um complexo arcabouço regulatório foi desenvolvido para o direcionar o funcionamento do Setor Elétrico, tanto em relação à prestação de serviços em si, como a regulamentação das permissões e concessões para a iniciativa privada.

Dessa forma, o Setor Elétrico brasileiro se tornou um dos setores mais regulados da economia, tendo seus rumos determinados por agências reguladoras (a ANEEL), pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), dentre outros órgãos que colaboram com a organização do Setor Elétrico no Brasil.

III. O CONSUMIDOR LIVRE

O sistema elétrico brasileiro é composto por três segmentos: geração, transmissão e distribuição, nesse contexto há a presença de diversos agentes:

Os geradores são responsáveis por usinas geradoras de energia onde, em geral, a tensão de saída se encontra abaixo de 25 kV, sendo 13,8 kV a tensão mais comum.

Os transmissores são responsáveis por levar a energia das centrais geradoras até as subestações dos distribuidores, transportando a energia por trechos muito extensos e em alta tensão, sendo 138 kV, 230 kV e 500 kV os valores de tensão mais comuns para transmissão de longas distâncias.

Os comercializadores compram energia no mercado livre com o objetivo de revendê-la a outros comercializadores, à distribuidoras ou à consumidores livres.

As distribuidoras são responsáveis pela conexão dos sistemas de transmissão com os consumidores finais no mercado regulado. O ambiente de atuação das distribuidoras é extremamente regulado pela ANEEL, sendo seus direitos e suas obrigações definidos em contratos de concessão e sua participação se dá no ambiente de contratação regulado.

Os consumidores, por sua vez, podem ser classificados em duas categorias: livre e cativos. Os consumidores cativos são

residenciais, industriais ou comerciais e compram energia, obrigatoriamente, da distribuidora local, sem qualquer tipo de flexibilidade, sendo o valor da tarifa determinado pela ANEEL. Os consumidores livres é aquele que possui uma alta demanda de energia elétrica, com potência requerida da rede superior a 3 MW.

Esse consumidor pode escolher de quem irá adquirir energia, se optar por ser atendido pela distribuidora local será chamado de “potencialmente livre”, se optar por ser um consumidor, efetivamente, livre poderá adquirir energia elétrica diretamente de um produtor independente, de autoprodutor com excedentes ou com intermédio de um comercializador, nesse modelo de contratação todos os termos e condições podem ser ajustados de acordo com a vontade das partes, consumidor e fornecedor, desde que sigam as normativas regulatórias da ANEEL e os princípios gerais dos contratos determinados pelo Direito Civil.

Para que a energia chegue ao consumidor livre é necessário transportá-la até ele, nesse caso o consumidor livre irá pagar à distribuidora local (caso seu ponto de conexão esteja dentro de centros urbanos ou locais que impossibilitem a conexão direta com o sistema de transmissão) apenas uma tarifa de utilização do sistema de distribuição.

A. O Ambiente de Contratação Livre

A Lei 9.074/95, Art. 15, possibilita àqueles já conectados ao SIN com carga instalada igual ou superior a 10MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69kV que optem por contratar seu fornecimento com produtor independente de energia e estabelece no Art. 16 que é de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga instalada seja igual ou maior que 3MW, independente da tensão de fornecimento, o fornecedor de quem contratará energia elétrica [2].

A Lei 9.648/98 altera a Lei 9.074/95 e possibilita aos consumidores com demanda igual ou superior a 10MW atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que antes podiam adquirir energia apenas de produtores independentes, possam adquirir energia também de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado. A Lei 9.648/98 reduziu, ainda, o limite mínimo para ser consumidor livre para 3MW, em qualquer nível de tensão e criou a figura do consumidor especial, que tendo demanda mínima de 500 kW, atendido em qualquer nível de tensão pode adquirir energia de PCHs [21].

A Lei 10.438/02 determina que em sistemas isolados (não conectados ao SIN), consumidores com pelo menos 50 kW de demanda podem comprar energia diretamente de PCHs ou de fontes eólicas, solares e de biomassa [22].

O Decreto 5.163/04 [23] regulamenta a comercialização de energia elétrica, trazendo normativas gerais, disposições sobre a comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação regulada e, dentre outras tratativas, traz em seu capítulo III, nos artigos 47 e seguintes a regulamentação da comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre.

No Art. 47, do decreto 5.163/04 são determinados os agentes envolvidos no ambiente de contratação livre, quais sejam concessionários, permissionários e autorizados de geração,

comercializadores, importadores, exportadores de energia e consumidores livres. Esses estabelecerão negociações bilaterais aos moldes dos contratos civis regidos pelo Direito das Obrigações e, dessa forma, devem obedecer aos princípios gerais do Direito Civil e, mais especificamente, aos princípios dos contratos, dentre os quais pode-se citar a autonomia da vontade, a força obrigatória dos contratos (*Pacta Sunt Servanda*), os efeitos interpartes, a boa-fé objetiva, a função social do contrato e o equilíbrio econômico das partes.

Além de seguir os princípios mencionados e estabelecer outras cláusulas, as negociações no ambiente de contratação livre devem estabelecer obrigatoriamente prazos e volumes de energia contratados.

No Art. 48 é estabelecido que os consumidores podem se agrupar de forma a obter uma carga igual ou superior a 500 kW e dessa forma poderão comprar energia proveniente de base em fontes solar, eólica e biomassa

Aspecto relevante diz respeito ao prazo para migração estabelecido no Art. 49, do decreto 5.163/04 segundo o qual consumidores potencialmente livres que possuam contratos com prazo indeterminado com a distribuidora local devem emitir uma declaração oficial à distribuidora que optou por adquirir energia de outro fornecedor e só poderão efetivar a migração para o mercado livre a partir do ano subsequente à declaração.

Acerca do aspecto burocrático, o Art. 50, do decreto 5.163/04 determina que os consumidores livres devem ser agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A participação no mercado livre não irá furtar o consumidor do pagamento de tributos e encargos, de acordo com o estabelecido no Art. 51, podendo a ANEEL determinar que os encargos e tributos sejam pagos no momento da liquidação das transações diante da CCEE.

Outro aspecto de extrema importância se dá no Art. 52, que determina que caso o consumidor livre queira retornar ao ambiente de contratação regulado deverá formalizar uma requisição à distribuidora local com uma antecedência mínima de cinco anos, podendo tal prazo ser reduzido à critério da distribuidora. O mesmo critério é estabelecido pelo Art. 15, §8º, da lei 9.074/95 [2]. Dessa forma, a opção por ingressar no ambiente de contratação livre deve ser muito bem planejada, uma vez que negociações de contratos existentes e contratação de outros atores serão ações comuns ao consumidor livre e caso isso se torne uma rotina inviável ela deverá ser suportada por pelo menos cinco anos, à critério da distribuidora.

B. Vantagens e Desvantagens do Ambiente de Contratação Livre

Toda oportunidade de negócio ou de investimento é permeada por riscos. O ambiente de contratação livre não é diferente. O mercado livre de energia é permeado de riscos e oportunidades.

O fornecimento de energia é garantido pela distribuidora local, não é em vão que o consumidor livre paga uma tarifa de utilização do sistema de distribuição (TUSD).

Os contratos de energia firmados entre consumidor livre e comercializador devem ser registrados junto à CCEE, para que

seja realizada uma liquidação de geração e consumo.

A energia elétrica é bem móvel, nos termos do artigo 83, I, do código civil, no entanto não é um item físico, palpável. O sistema elétrico brasileiro é interligado e corresponde a uma verdadeira teia. Assim, não é possível que a energia gerada e vendida por um gerador seja entregue fisicamente ao consumidor livre. Nesse contexto, todos os contratos de compra e venda de energia devem ser registrados junto à CCEE e fica sendo responsabilidade do consumidor contratar tudo que consumiu e do gerador gerar tudo que vendeu.

Caso não haja uma gestão eficaz o consumidor livre pode contratar mais ou menos do que realmente utilizou, o que geraria penalidades ou gastos desnecessários, respectivamente.

Ainda, caso o consumidor perceba que contratou energia aquém do que pretende utilizar deve contratar mais energia e, nesse caso, estará sujeito a volatilidade do mercado de curto prazo, que muitas vezes possui preços mais elevados que o mercado cativo.

Outro aspecto que merece destaque recai sobre a estabilidade financeira das empresas comercializadoras. Isso porque, se de um lado o consumidor deve prever seu consumo e contratar energia segundo tal, a comercializadora deve vender energia que será gerada. Assim, sujeita-se a intempéries climáticas. A venda de energia que ainda será gerada envolve a previsão de regimes de chuvas, que impactam diretamente na geração hidroelétrica, matriz mais barata disponível.

Caso uma comercializadora preveja uma temporada com muitas chuvas a tendência é que os preços caiam e os valores financeiros estabelecidos em contratos sejam baixos, ocorre que se, posteriormente, o regime de chuvas esperado não se concretizar, matrizes diferentes devem ser acionadas e o preço da energia pode disparar. Nesse cenário, a comercializadora deverá possuir um excelente controle financeiro para suportar os prejuízos envolvidos.

A exposição aos riscos existe em todo o mercado capitalista e uma exposição a riscos muito alta pode resultar em altos lucros ou, em um cenário não previsto, pode resultar em altos prejuízos.

Para que valha a pena correr os riscos financeiros do ambiente de contratação livre há de se considerar que num mercado livre há a incidência da concorrência que, num contexto amplo, obriga aquele que exerce determinada atividade econômica que estabeleça seus próprios preços de acordo com critérios de mercado, em um dado ambiente competitivo. A concorrência, portanto, estabelece uma queda de preços. Além disso, deve-se considerar que no ambiente de contratação livre há:

- Possibilidade de negociar diretamente com os geradores o preço da energia elétrica;
- Possibilidade de negociar flexibilidades no contrato;
- Possibilidade de negociar a compra de um produto adequado às condições concretas de sazonalidades;

De qualquer forma, caberá ao consumidor livre, ao decidir por migrar para o mercado livre de energia, dispor de estratégias, informações e assessoria técnica e jurídica para realizar uma migração benéfica.

Além de poder negociar o valor da energia elétrica, o

consumidor livre ainda pode receber descontos na tarifa de uso do sistema de distribuição e na tarifa de uso do sistema de transmissão.

Sendo regulado por um texto confuso, tais descontos podem ser de 50 ou 100 %. A Lei 9.427/96 determina no Art. 26 [20]:

Para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I – comercializada pelos aproveitamentos; e

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

A referida regulamentação da ANEEL só foi criada em 2004 pela Resolução Normativa nº 77 (e posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº 745 de 2016) e determina diversas condições, expostas nos artigos 2 e 3, que por sua vez, são compostos (somados) por 11 incisos e 8 parágrafos. Os consumidores, de maneira ampla, estão sujeitos a diversos descontos a depender de sua classificação, subgrupo e modalidade tarifária [24] [25].

A Resolução Normativa nº 77 da ANEEL determina descontos de 50 e de 100% na TUSD, no entanto na prática, por vezes, a energia proveniente de fontes que gerariam um desconto de 50% são mais caras que a energia proveniente de fontes que geram um desconto de 100%, e, por isso, nem sempre será mais econômico ao consumidor livre optar pela energia com 100% de desconto na TUSD, um estudo de viabilidade econômica sempre será necessário [24].

C. A Fatura do Consumidor Livre

O consumidor livre terá tantas faturas de energia quantos

forem seus fornecedores, sendo que o valor final a ser pago pelo consumidor livre será composto por:

- **Energia ativa:** A base de cálculo será dada pela energia ativa medida, contratada ou condições livremente negociadas. A tarifa será negociada livremente entre consumidor e comercializador, que podem negociar, inclusive, excedente ou sobra dos valores contratados. Tal valor será pago à comercializadora.
- **Conexão:** Será um valor negociado entre o consumidor e a concessionária. Tal valor será pago à distribuidora.
- **TUSD:** A base de cálculo será tanto a energia ativa medida quanto a demanda (maior valor entre medido e contratado). A tarifa de ambas as bases de cálculo é regulada pela ANEEL e pago à distribuidora.
- **TUST:** A base de cálculo será a demanda (maior valor entre medido e contratado). A tarifa é regulada pela ANEEL e pago à distribuidora.

D. Medidores

No mercado cativo todo interesse pela medição se dá pela distribuidora, que deseja saber o quanto o consumidor consumiu. No mercado livre o interesse se dá por parte do consumidor, que deve ter um controle de seu consumo, da distribuidora, que deve faturar a TUSD e da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), que deve realizar a contabilização da energia consumida. Dessa forma, o consumidor livre deve adequar seu sistema de medição de acordo com os requisitos do PRODIST, submódulo 12.2 [26].

O custo de tal sistema possui um valor considerável de implementação além de um custo fixo mensal e deve ser incluído na análise de viabilidade econômica da migração.

Para realizar a migração, ainda será necessário que o consumidor realize a adesão à CCEE, conforme procedimentos descritos no PRODIST, submódulo 1.1 [26] e ilustrados na Figura 1.

Para tal, é cobrado um valor associativo que deve ser quitado enquanto durar o processo de análise documental para adesão.



FIGURA 1. FLUXO DO PROCESSO DE ADEÇÃO À CCEE

IV. O ESTUDO DE CASO DA UFG

A Universidade Federal de Goiás (UFG) foi criada através da publicação da Lei 3.834 C/60 [27]. Ela é composta, atualmente, por três campi principais, sendo estes o Campus I, conhecido como Campus Colemar Natal e Silva, localizado no Setor Leste Universitário e o Campus II ou Campus Samambaia, localizado no Setor Chácaras de Recreio Samambaia, em Goiânia e o campus de Aparecida de Goiânia. Além desses, a Universidade conta com regionais nas cidades de Jataí, Catalão e Goiás, o que caracteriza a pluralidade de Unidades Consumidoras (UCs).

Atualmente, a UFG conta com mais de 28 mil pessoas, dentre elas professores, alunos de graduação, mestrands, doutorandos, servidores técnico-administrativos e possíveis visitantes [28].

A análise realizada neste estudo volta-se à implementação da migração das UCs localizadas na região de Goiânia para o Mercado Livre de Energia, sendo que tais UCs localizam-se em dois campi da Universidade: Samambaia e Colemar Natal e Silva., de maneira que as UCs elegíveis para a migração ao ML foram aquelas que representam até 80% do consumo total da Universidade Federal de Goiás.

Este estudo baseia-se na análise financeira da economia que pode ser feita em contratos de compra de energia elétrica a partir da adesão ao ML, comparando as relações de custo de compra da energia, antes da migração e depois desta, de forma

a interpretar os resultados e concluir a viabilidade ou a inviabilidade desta transição. Além disso, também é estudada a possibilidade de alteração do valor de demanda contratada por UCs cujo perfil de consumo não esteja de acordo com seu contrato, assim como a alteração do perfil de contratação do grupo A para o subgrupo dos optantes B3, de modo a maximizar a eficiência do valor geral da fatura de energia da UFG, montando assim, um cenário ideal de contratação, levantando os aspectos principais de cada modificação.

A. Entendendo a Composição da Fatura no Mercado Cativo

Primeiramente, fez-se necessário entender como é estruturada a Conta de Energia de uma Unidade Consumidora alocada no Mercado Cativo, de modo a esclarecer seus valores e cobranças.

Mensalmente, a concessionária realiza a leitura dos Sistemas de Medição e Faturamento (SMF), contabilizando o consumo de energia de determinada Unidade Consumidora e calculando o valor correspondente a ser cobrado. Contudo, além deste valor obtido, são acrescidos determinados custos de manutenção do sistema, tributos, tarifas, multas e demais gastos específicos. Ao observar-se a fatura, é possível compreender cada custo envolvido na composição desta. A Figura 2 auxilia no entendimento da composição do faturamento por parte da Concessionária.

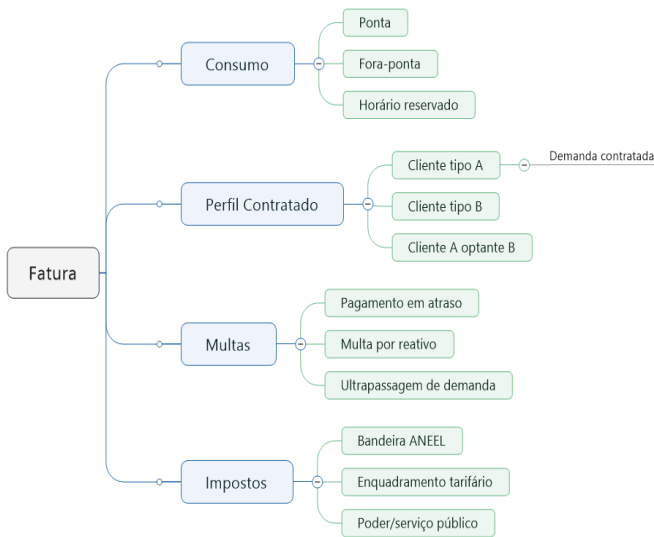


FIGURA 2. COMPOSIÇÃO DA FATURA

A estrutura geral de uma fatura de energia elétrica é dada pelos seguintes componentes:

- **Consumo:** é a quantidade de energia utilizada por determinada Unidade Consumidora. É aferido através dos medidores instalados em cada UC. O consumo é classificado em períodos de utilização da energia, sendo estes determinados pela ENEL Distribuição Goiás. Estes perfis são denominados de Postos Tarifários e são divididos em três intervalos:
 - **Horário de Ponta:** é o período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, correspondente ao maior carregamento do sistema elétrico, considerando-se sua curva de carga característica, mediante aprovação da ANEEL, estendendo-se para toda a área de concessão, salvo fins de semana e os feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII [29]. Por ser um Horário de grande estresse do sistema, sua tributação possui um valor mais elevado se comparado aos outros períodos, que é estipulado pela própria Concessionária;
 - **Horário Reservado ou Intermediário:** é o período composto por duas horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às UCs optantes pela Tarifa Branca [30];
 - **Horário Fora de Ponta:** trata-se do período composto pelas horas diárias e consecutivas que são complementares àquelas definidas pelos Horários de Ponta e Reservado. Seu valor de tributação é igual ao do Horário Reservado, segundo estipulado pela ENEL Distribuição Goiás [30].
- **Perfil Contratado:** também chamado de Classes de Consumo no Módulo 2 do Prodist [26], trata-se da classificação do tipo de Unidade Consumidora, de acordo com sua finalidade e perfil de consumo, ou demanda requisitada, conforme definido na Tabela I.

TABELA I. CLASSIFICAÇÃO DAS CLASSES DE CONSUMO

a) Residencial;
b) Rural;
c) Industrial;
d) Comercial, Poder Público e Consumo Próprio;
e) Serviço Público;
f) Iluminação Pública;
g) Qualquer classe, classificada no subgrupo tarifário AS.

Fonte: [26]

- **Grupo Tipo A:** Neste grupo, encontram-se aqueles cuja tensão de alimentação seja superior a 2,3 quilovolts ($V_{al} > 2,3 \text{ kV}$). No grupo A contrata-se uma demanda de potência que deve ser obrigatoriamente fornecida pela concessionária, sendo consumidos integralmente ou não. Neste caso, é realizada uma estimativa para o consumo do mês e estabelecida uma demanda que irá suprir todas as necessidades da Unidade Consumidora. Cobra-se, portanto, a demanda contratada juntamente com o consumo lido. Quando ocorrem ultrapassagens deste limite, decorre multa sobre o valor consumido: o valor por kWh dobra. O perfil oferece redução na tarifa de horário Fora Ponta, sendo, esta, uma vantagem em relação ao grupo B. Tal característica torna necessário atentar-se ao controle dos horários de consumo, visando a economia. O grupo A ainda possui cinco subgrupos classificados de acordo com a tensão de alimentação, representados na Tabela II [29].

TABELA II. CLASSIFICAÇÃO DOS SUBGRUPOS A DE ACORDO COM A TENSÃO DE ALIMENTAÇÃO

GRUPO A	
Subgrupo	Tensão de Alimentação
A1	$Val \geq 230\text{kV}$
A2	$138\text{kV} \geq Val > 88\text{kV}$
A3	$Val = 69\text{kV}$
A3a	$44\text{kV} \geq Val > 30\text{kV}$

- **Grupo tipo B:** neste grupo, os consumidores possuem tensão de alimentação inferior a 2,3 quilovolts e, assim como no grupo A, também é dividido em subgrupos, classificados, desta vez, por sua finalidade. A Tabela III mostra a divisão conforme mencionado [29]. No grupo B, as UCs são cobradas somente sobre seu consumo.

TABELA III. CLASSIFICAÇÃO DOS SUBGRUPOS B DE ACORDO COM A FINALIDADE

GRUPO B	
Subgrupo	Finalidade
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação Pública

- Optantes tipo B: neste grupo encontram-se aquelas UCs que não se encaixam no grupo B por possuírem alimentação com tensão superior a 2,3 kV, e são alocadas no grupo A, porém optam o sistema de faturamento inerente ao grupo B, uma vez que não é economicamente viável.
- Multas:** em determinados casos, a concessionária é autorizada a cobrar multas e juros:
 - Multas por Atraso:** em caso de atraso no pagamento das Contas de Energia, a Resolução Normativa 414 da ANEEL garante que seja facultado às concessionárias a cobrança de multa, atualização monetária com base na variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) e juros de mora de 1% (um por cento) ao mês, proporcional ao dia, sendo este último limitado ao máximo de 2% e incidido sobre o valor total da fatura [29].
 - Multas por reativo:** a concessionária estabelece um determinado fator de potência, de forma que haja controle sobre injeção de reativos na rede elétrica. Quando este valor extrapola os limites traçados, é cobrada uma multa que recai sobre o excedente. Dessa forma, faz-se necessária a utilização de bancos de capacitores ou outras formas de controle de reativos [29].
 - Multas por ultrapassagem de demanda:** quando é contratada uma demanda, para clientes integrantes do grupo A, ele paga pela disponibilidade desta potência de energia em sua instalação. Quando há ultrapassagem a concessionária necessita suprir aquela demanda e, conseqüentemente, fornece uma potência superior àquela antes prevista. Por isso, quando o limite é ultrapassado, cobra-se uma taxa superior à vigente no momento ultrapassagem (duas vezes o valor da tarifa) [29].
- Impostos:** a distribuição e transmissão de energia elétrica é caracterizada como um serviço público, através de uma concessão do Estado, regulada pela ANEEL, realizada por uma empresa pública ou privada. Quando o faturamento mensal é realizado, são incluídos os encargos e impostos concernentes ao Poder Público do Município, Estado e União. PIS/PASEP, ICMS e COFINS são alguns exemplos presentes nas Contas de Energia dos consumidores. A partir

de 2015, a ANEEL estabeleceu o Sistema de tarifas denominadas de “Bandeiras Tarifárias”, presente nas contas de energia elétrica com função de ajustar os valores cobrados pelo MWh a variação do custo da geração de energia, quando ele acontece. Esta classificação divide-se em quatro modalidades [31]:

- Bandeira Verde:** as condições de geração de energia estão favoráveis, não acarretando acréscimos na tarifa;
- Bandeira Amarela:** condições de geração encontram-se menos favoráveis, provocando acréscimo na tarifa de R\$ 0,01 (um centavo) para cada quilowatt-hora consumido;
- Bandeira Vermelha – Patamar 1:** condições de geração mais custosas provocam elevação da tarifa de R\$0,03 (três centavos) para cada quilowatt-hora consumido;
- Bandeira Vermelha – Patamar 2:** condições escassas de geração, ainda mais custosas. A tarifa sofre incremento de R\$ 0,05 (cinco centavos) para cada quilowatt-hora consumido.

Também estão presentes na fatura do consumidor final, tarifas relacionadas à manutenção de toda infraestrutura de transmissão e distribuição. As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, TUST e TUSD, respectivamente, são outros tipos de tributo a serem resgatados pelas concessionárias.

A Figura 3 ilustra a região “Lançamentos” de uma fatura da concessionária Enel Goiás, onde exhibe os parâmetros supracitados para jan./2018:

LANÇAMENTOS			
PRODUTO	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR
VALOR CORREÇÃO IGPM.		0,000000	*****0,15
PIS/PASEP (0,65 %)LEI 9430 (-)		0,000000	*****-110,93
MULTA - 08/2017.		0,000000	*****240,11
JUROS MORATÓRIA.		0,000000	*****275,87
IMP.DE RENDA (1,2%)LEI 9430(-)		0,000000	*****-204,81
DEMANDA	130	21,975700	*****2.856,84
CONTR.SOC.S/ILUCRO LIQ.(1,0%) LEI 9430(-)		0,000000	*****-170,67
ENERGIA ATIVA FORNECIDA P	2060,64	2,074370	****4.274,52
ENERGIA ATIVA FORNECIDA FP	15930	0,477930	****7.613,42
COFINS (3,0%) LEI 9430 (-)		0,000000	*****-24,97
AD. BAND. VERMELHA EN. ATIVA FORN.	15930	0,036430	*****580,32
VALOR CORREÇÃO IGPM.		0,000000	*****20,75
PIS/PASEP (0,65 %)LEI 9430 (-)		0,000000	*****-5,41
MULTA - 09/2017.		0,000000	*****367,84
JUROS MORATÓRIA.		0,000000	*****268,13
IMP.DE RENDA (1,2%)LEI 9430(-)		0,000000	*****-9,98
CONTRIB. CUSTEIO DA ILUMIN.PUBLICA - CIP		0,000000	*****21,34
CONTR.SOC.S/ILUCRO LIQ.(1,0%) LEI 9430(-)		0,000000	*****-8,32
ENERGIA ATIVA FORNECIDA HR	4860	0,477930	****2.322,73
COFINS (3,0%) LEI 9430 (-)		0,000000	*****-512,02
AD. BAND. VERMELHA EN. ATIVA FORN. P	2060,64	0,036430	*****75,06
AD. BAND. VERMELHA EN. ATIVA FORN. HR	4860	0,036430	*****177,04

FIGURA 3. FATURA DA UC 11071874 - LANÇAMENTOS

Na Figura 4 é possível observar o comportamento do consumo (em kWh) e na Figura 5 da demanda (em kW), para a UC 11071874, no período de um ano anterior ao respectivo mês da Conta de Energia.

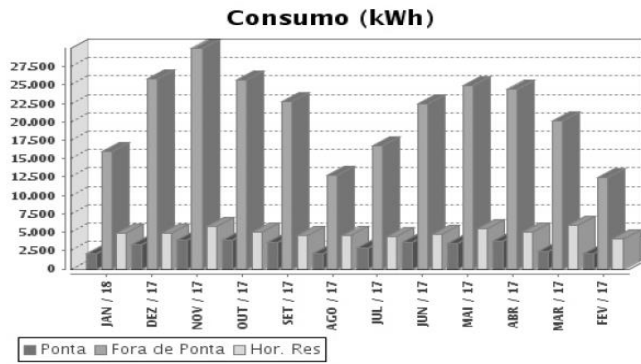


FIGURA 4. FATURA DA UC 11071874 – CONSUMO (kWh)

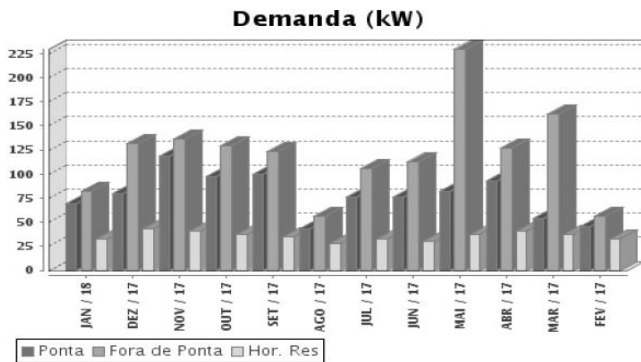


FIGURA 5. FATURA DA UC 11071874 – DEMANDA (kW)

Uma vez compreendida a estrutura de composição das faturas de energia de uma Unidade Consumidora, é possível entender onde concentram-se os maiores gastos e elaborar as estratégias mais favoráveis de economia de gastos, que envolvem, mas não se limitando a, corte de carga, mudança de perfil contratado, possibilidade de controle de horário do consumo e migração de UCs ao Mercado Livre de Energia.

B. Análise dos Contratos Atuais da UFG

Foram analisadas 26 unidades consumidoras da UFG, todas do grupo A4. Destas, apenas 3 são optantes pelo modelo de faturamento do grupo B3. Os custos de demanda fixa e de ultrapassagem pagas entre set./2017 e ago./2018 para cada uma das UCs são expostos na Tabela IV.

Os valores obtidos na Tabela IV seguem do cálculo:

$$C_{\text{acumulado}} = (D_{\text{cont}} * TD_{\text{cont}}) + V_{\text{ultra}} \quad (1)$$

Onde,

- $C_{\text{acumulado}}$: custo acumulado da demanda, em reais;
- D_{cont} : demanda contratada, em kW;
- TD_{cont} : tarifa de demanda contratada, em reais;
- V_{ultra} : valor faturado de ultrapassagem.

TABELA IV. UNIDADES CONSUMIDORAS ANALISADAS

UC	Demanda contratada (kW)	Custo acumulado (R\$)
10002702957	300	73.510,00
10003932735	84	30.320,00
10003973628	110	33.300,00
10005072113	50	7.380,00
10005622105	45	10.990,00
10011474414	1200	373.320,00
10011867106	900	228.840,00
10013634486	30	32.430,00
10016612017	80	65.850,00
10019669567	800	280.550,00
10142393	35	24.480,00
11071862	130	93.040,00
11123011	Opt. B3	-
11219968	147	71.530,00
11279667	Opt. B3	-
12475427	30	27.130,00
12838925	31	8.110,00
12896196	85	45.730,00
14142107	Opt. B3	-
14678135	165	77.600,00
15350459	30	10.630,00
15350472	30	7.790,00
15350484	45	29.580,00
16007980	30	22.450,00
17378345	140	111.230,00
17446340	80	20.920,00

A tarifa de ultrapassagem vigente para a modalidade verde, fixada pela Enel Distribuição Goiás, para o subgrupo A4, é de R\$ 22,34 por kW excedente em relação à demanda contratada. Este valor resulta da incidência de 100% sobre o valor normal de cobrança sobre a demanda em horários de Ponta e Fora Ponta [32]. O cálculo sobre a ultrapassagem é feito segundo as normas constantes no Manual de Tarifação Elétrica [33], incidindo a tarifa de ultrapassagem sobre o montante excedente entre as demandas lida e contratada:

$$V_{\text{ultra}} = T_{\text{ultra}} * (D_{\text{lid}} - D_{\text{cont}}) \quad (2)$$

Onde,

- V_{ultra} : valor faturado sobre a ultrapassagem, em reais;
- T_{ultra} : tarifa de ultrapassagem, em reais, estabelecido pela concessionária;
- D_{lid} : demanda lida, em kW;

Precedente à migração ao ML, o estudo buscou compreender outros cenários de economia, que permitiriam oferecer parâmetros para comparação, buscando avaliar a própria viabilidade econômica desta transição. A abrangência da

análise tangenciou a possibilidade de realizar ajustes na demanda contratada, tornar determinadas UCs optantes do subgrupo B3 e buscou analisar possíveis cortes de carga, em horários cujo carregamento seja mais elevado.

1) Ajuste de demanda

A demanda ideal foi calculada tendo em vista qual demanda corresponderia a um menor custo, permitindo ultrapassagens, quando ocorreram, e considerando demanda não utilizada quando a máxima lida for inferior à contratada.

A demanda ideal e o custo para a respectiva demanda são expostos na Tabela V entre os meses de set./2017 a ago./2018. Tal cálculo considerou a diferença de custo apenas quando a demanda ideal calculada variou (para mais ou para menos) em mais de 25% da demanda contratada, de modo que as UCs que apresentaram percentagem menor, não encontram-se nesta análise:

TABELA V. DEMANDA IDEAL – SET./2017 – AGO./2018

UC	Demanda contratada (kW)	Demanda ideal (kW)	Custo com Demanda ideal (R\$)	Diferença de custo (R\$)
10005072113	50	23	6.007,00	1.372,00 ↓
10005622105	45	32	8.994,00	1.996,00 ↓
10013634486	30	74	18.990,00	13.440,00 ↓
10016612017	80	168	44.089,00	21.761,00 ↓
10142393	35	22	17.661,00	6.819,00 ↓
11219968	147	225	60.851,00	10.679,00 ↓
12896196	85	123	35.531,00	10.199,00 ↓
15350472	30	18	5.077,00	2.713,00 ↓
15350484	45	73	20.457,00	9.123,00 ↓
16007980	30	5	3.740,00	18.710,00 ↓
TOTAL			221.397,00	96.812,00

No cálculo realizado nesta etapa da análise, utilizou-se de funções específicas do *software*, de modo que o código implementado foi tal que seguiu o raciocínio matemático de seqüências, representado, desse modo, pelo seu termo geral:

$$CD_i = \sum_{j=1}^{12} \begin{cases} i * TD_j, & \text{se } D_{lidj} < i \\ (D_{lidj} * TD_j) + 2 * TD_j * (D_{lidj} - i), & \text{se } D_{lidj} > i \end{cases} \quad (3)$$

Donde tira-se que,

CD_i : termo geral da seqüência;

i : valor de demanda contratada, que irá variar conforme a seqüência progride, tal que se obtenha um CD_i mínimo;

D_{lidj} : valor de demanda lida no mês;

TD_j : valor da tarifa de demanda lida.

2) UCs optantes B3

Em situações que o contrato de demanda não é economicamente viável, existe a possibilidade de as UCs optarem pelo faturamento dos consumidores inerentes ao subgrupo B, conforme versa o Art. 100 da Resolução Normativa nº 414 [29]:

Art. 100. Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios:

I – A soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;

[...]

Quando a demanda contratada é inferior a 35 kW, notou-se ligeira susceptibilidade à adoção desta modalidade de faturamento, uma vez que o pagamento mínimo da demanda não é vantajosa, pois não há proveito integral da energia entregue, como, por exemplo, o caso da UC 11279667 cujo contrato de demanda é 30 kW, porém não utiliza de toda sua disponibilidade conforme mostrado na Figura 6.

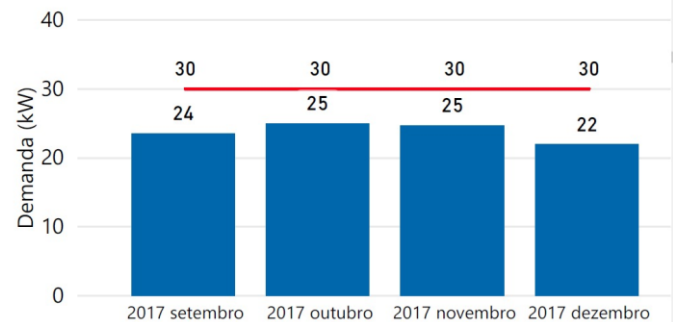


FIGURA 6. COMPARAÇÃO ENTRE DEMANDA LIDA CONTRATADA DA UC 11279667

Esta opção mostra-se como uma alternativa à migração, em termos de economia, oferecendo mais opções diversificadas de alívio econômico.

3) Corte de carga

A abordagem adotada nesta etapa considerou o corte de carga a ser realizado em períodos onde ocorre o consumo excedente àquele contratado. Dessa forma, o valor economizado foi resultante do cálculo das multas por ultrapassagem, ou seja, o valor que deixa de ser pago em multas é justamente o resultado da análise do controle da carga.

Apesar de onerosos os custos de instalação para o sistema de corte de cargas, a economia estimada é de R\$ 389.230,00, valor este, resultante do pagamento decorrente à ultrapassagem da demanda contratada.

Importante ressaltar que o cálculo de economia com o ajuste da demanda e do corte de carga não se somam de maneira linear, uma vez que caracterizam dois cenários dependentes das ultrapassagens da demanda: o ajuste possibilita reduzir a demanda contratada, levando a um possível aumento do valor sobre a ultrapassagem, enquanto o inverso implica a redução do valor da multa. O corte de carga implica na redução/conteção de consumo em horários de maior tarifa, objetivando a diminuição do valor faturado e a atenuação de valores pagos relativos às multas de ultrapassagem. Este último é o fator limitante desta abordagem, visto que a alteração do valor das multas, por qualquer método, teria de ser levado em consideração quando o outro cenário estivesse sendo estudado. As análises foram feitas separadamente, o que acarreta a impossibilidade de combinação dos dois resultados.

C. Especificidades que Favorecem a Migração

Todas as unidades consumidoras da UFG estão cadastradas sob o mesmo CNPJ, podendo ocorrer a migração de todas ou apenas algumas por comunhão de direito. Os cálculos realizados foram desenvolvidos para uma unidade consumidora a cada vez e somados os resultados finais.

Na simulação de migração para o mercado livre, foram considerados os seguintes parâmetros:

- Mesma demanda até então contratada;
- Energia de fontes 50% incentivada;
- Custo mensal da energia equivalente ao PLD, fazendo-se a média dos valores de cada semana do respectivo mês;
- 36% de impostos sobre o valor da energia, sendo que as alíquotas de ICMS, PIS e COFINS coletadas foram as vigentes mês a mês;
- R\$1,00/ MWh consumido de contribuição associativa da CCEE;
- R\$1,00/ MWh consumido de encargos de serviços do sistema;
- R\$7,00/ MWh consumido de encargos de energia reserva;

O custo da energia foi considerado mês a mês, levando em conta sempre o PLD vigente, ao longo do período considerado (set./2017 a ago./2018). O PLD variou de R\$ 40,16 (em abr./2018) a R\$ 533,82 (em out/2017), tendo tido uma média de R\$ 357,45. Esta é, no entanto, uma situação extrema, sendo que a busca por bons fornecedores e a livre concorrência do mercado pode oferecer preços abaixo do considerado no PLD.

A busca por energia 100% incentivada também pode ocorrer, no entanto, ela, geralmente, será mais cara que a energia 50% incentivada e, no presente caso concreto, buscou-se realizar a simulação sempre considerando a pior hipótese.

O cálculo da TUSD considerou os valores dispostos na Resolução Homologatória nº 2.470 da ANEEL que homologa o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP da Enel Distribuição Goiás, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências.

1) Estabelecimento dos parâmetros associados à análise

A título de compreensão geral do cenário, foram analisadas todas as UCs, simulando a sua migração para o Mercado Livre, de modo que fosse possível observar todo o potencial de migração. A Tabela VI mostra o resultado da análise.

TABELA VI. SIMULAÇÃO – UCs NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA – ECONOMIA ANUAL

Custo Total no MC - Valor Fatura (R\$)	Custo Total no ML (R\$)	Diferença ACL e ACR (R\$)	Economia Global no ML (%)
10,84 Mi	10,33 Mi	508,22 Mil ↓	4,28

A adoção do princípio de Pareto, conhecido como regra dos 80/20, que demonstra que cerca de 80% dos efeitos de um evento decorrem de 20% das suas causas [34], permitiu a seleção das cinco UCs com maior impacto econômico para o processo de migração.

A aplicação da ideia associada a esse princípio norteou a seleção das UCs que representassem cerca de 80% do valor total de faturamento e 20% da quantidade de UCs.

Para efeito de migração deve-se garantir que a soma das demandas contratadas atinja valor mínimo de 500 kW para que o consumidor seja classificado como potencialmente livre, possibilitando a contratação de energia incentivada e, portanto, com desconto de 50% ou 100% na TUSD [35].

Foram averiguadas, também, as cinco UCs que mais economizariam em termos relativos a elas mesmas em relação ao contexto global na migração para o Mercado Livre de Energia, de modo que fosse feita a comparação entre os conjuntos, a fim de entender se as maiores economias seriam advindas dos maiores consumidores, bem como escolher as UCs com maiores potenciais para efetuar a migração. Porém, para compreensão contexto econômico global de migração, fez-se necessário estender o método para todas as UCs em questão, podendo assim, obter o parâmetro comparativo necessário para a realização do estudo.

A base de dados utilizada foi a de faturas da concessionária, sendo estes dados processados e compilados em tabelas, permitindo a manipulação por meio dos *softwares* Microsoft Excel e Power BI.

A Tabela VII e a Tabela VIII mostram, respectivamente, as cinco UCs de maior faturamento e as cinco de maior economia percentual relativa.

Na Tabela VII os valores do campo “Valor Fatura acumulado” foram obtidos a partir da soma dos valores totais extraídos das faturas mensais da concessionária, de modo que o valor final fosse todo o montante acumulado do período determinado, de setembro de 2017 a agosto de 2018. Seu desenvolvimento pode ser entendido por (5). Todas as fórmulas utilizam o somatório representando o período estudado de onze meses.

$$\text{Valor Fatura Acumulado} = \sum_{i=1}^{12} (\text{Valor total da fatura}) \quad (5)$$

TABELA VII. MAIORES UCs EM TERMOS DE VALOR ACUMULADO TOTAL DAS FATURAS

Top 5 UCs – Valor de Fatura Acumulado de set./2017 a ago./2018			
UC	Logradouro	Demanda Contratada (kW)	Valor Fatura acumulado (R\$)
10011474414	AV. PAU BRASIL QD. REUNI - CAMPUS SAMAMBAIA	1.200	3.120.692,10
10019669567	AL. INGÁ QD. C, CAMPUS SAMAMBAIA - UFG	800	1.617.931,66
10011867106	PRAÇA UNIVERSITÁRIA, QD 62	900	1.607.206,38
10002702957	AV. LAMARTINE P. DE AVELAR – CAMPUS CATALÃO	300	801.985,68
11071758	ESCOLA DE AGRONOMIA – CAMPUS SAMAMBAIA	110 P 250 FP	614.522,89

A Tabela VIII traz o comparativo entre as Unidades Consumidoras atualmente inseridas no ambiente de

Contratação Regulada e a sua correspondente economia na migração ao Ambiente de Contratação Livre. O custo total de cada UC no ACR utilizou o mesmo raciocínio obtido em (5). O custo total da UC no Mercado Livre foi calculado conforme (6).

$$CTML = \sum_{i=1}^{12} (CT + CE) \quad (6)$$

Sendo,

CTML: o custo total no Mercado Livre, em reais;

CT: custo TUSD, em reais;

CE: custo de energia, em reais.

TABELA VIII. CINCO MAIORES UCS EM TERMOS DE ECONOMIA RELATIVA

Top 5 UCS – Economia ACR x ACL de set./2017 a ago./2018-				
UC	Custo Total no MC - Valor Fatura (R\$)	Custo Total no ML (R\$)	Diferença ACL e ACR (R\$)	Economia no ML (%)
916007980	18.530,00	7.230,00 ↓	13.690,00 ↓	69,88
10142393	41.010,00	26.240,00 ↓	14.760,00 ↓	36,00
12475427	75.700,00	64.490,00 ↓	11.210,00 ↓	14,81
11123011	64.800,00	55.200,00 ↓	9.580,00 ↓	14,79
15350472	28.570,00	24.370,00 ↓	4.200,00 ↓	14,69
Total	228.610,00	177.530,00 ↓	53.440,00 ↓	-

No cálculo da parcela “Custo TUSD” é feito a partir da soma dos consumos lidos nos horários ponta (P), fora ponta (FP) e reservado (HR), sendo cada um atribuída uma tarifa específica, tabelada pela ANEEL, na Resolução Homologatória nº 2.470 de out./2018 [32]. O perfil tarifário horo sazonal modalidade verde foi utilizado para todos os cálculos deste estudo. Segundo o documento, este perfil incide R\$ 17,43 por kW de demanda contratada. Somado a isso, para consumo em horário de ponta, o valor associado a cada MWh é de R\$ 1.149,80, enquanto o Fora Ponta é de R\$ 76,90 por MWh. A soma de todos estes elementos, aplicado a eles um desconto de 50% para fontes de energia incentivada, resulta no custo total da TUSD, conforme (7).

$$CT = \sum_{i=1}^{12} \{0,5 * \{0,0769 * (FP + HR) + 1,1498 * (P) + \text{MÁX}[(DP); (DFP); (DHR)] * 17,43\}\} \quad (7)$$

Onde,

P: consumo de energia lido em horário de Ponta, em kWh;

FP: consumo de energia lido em horário Fora-Ponta, em kWh;

HR: consumo de energia lido em horário reservado, em kWh;

DP: Demanda lida no horário de Ponta;

DFP: Demanda lida no horário Fora-Ponta;

DHR: Demanda lida no horário Reservado;

Função MÁX: função do *software* utilizado, selecionando apenas os maiores valores de demanda nos respectivos horários de P, FP e HR. Dessa forma, é possível a

concessionária tarifar sobre a ultrapassagem do valor de demanda contratada.

Na parcela de “Custo da Energia”, levou-se em conta as taxas relacionadas à contribuição associativa à CCEE, cobrando-se R\$ 1,00 a cada MWh consumido, seguido pelos Encargos de Energia de Reserva – EER e os Encargos de Serviços do Sistema – ESS. Somado a isso, também existe a atuação do PLD por MWh, sendo considerado sempre o pior caso. Por fim, somou-se todo o consumo acumulado de cada horário e multiplicou-se pela soma dos parâmetros supracitados, como mostrado em (8).

$$CE = \sum_{i=1}^{12} \left[\frac{(P + FP + HR) * (PLD + EER + ESS + CCEE)}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right] \quad (8)$$

Sendo,

PLD: preço de Liquidação das Diferenças, sendo considerada a média dos preços de cada semana de um mês;

EER: encargos de Energia de Reserva – R\$1,00/MWh [36];

ESS: encargos de Serviços do Sistema – R\$7,00/MWh [36];

CCEE: contribuição associativa à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

PIS: imposto federal de contribuição social, com alíquota variante mês a mês;

COFINS: imposto federal de contribuição à seguridade social, com alíquota variante mês a mês;

ICMS: imposto federal sobre circulação de mercadorias e serviços com alíquota variante mês a mês;

A soma de COFINS e PIS resulta em uma média de 0,07% e, quando somada à média do ICMS (0,29%), totaliza-se o valor de 0,36% de impostos federais.

Ao realizar-se os cálculos individuais, foi feita a soma do Custo TUSD e Custo da Energia, resultando no custo total estimado na migração para o Mercado Livre (CTML). Em seguida, foi realizado o cálculo de economia resultante da migração, buscando compreender, em termos percentuais, o quanto a redução representa em relação à própria UC. Aplicou-se o raciocínio presente em (9).

$$EML(\%) = \left[1 - \left(\frac{CTML}{VF} \right) \right] * 100\% \quad (9)$$

Sendo,

EML: economia percentual no ML;

VF: Valor das Faturas da UC, em reais, somados de maneira acumulada no período determinado.

Inspeccionando as Tabelas VII e VIII, foram feitas as comparações entre as UCS presentes em cada uma. Contudo, ao realizar o cruzamento dos dados obtidos e calculados, nota-se que nenhuma das cinco maiores UCS encontram-se entre aquelas de maior potencial de economia. O estudo realizado nesta etapa limitou-se à análise isolada de cada UC, calculando a redução percentual apenas em relação a ela mesma.

2) Análise do cenário parametrizado

A etapa seguinte do estudo de caso foi, então, observar a economia na mudança do ACL para o ACR de maneira absoluta. Este método permitiu determinar quais UCS foram as

mais impactantes na redução de consumo em termos de valor pago na fatura em relação a ela mesma. Para tal, somou-se o valor economizado entre todas as UCs na migração para o Mercado Livre e entendendo a contribuição de cada uma em termos percentuais e de valor faturado – agora em relação ao custo global no ML.

TABELA IX. CINCO MAIORES UCs EM TERMOS DE ECONOMIA ABSOLUTA

Top 5 UCs – Economia anual ACR x ACL - set./2017 a ago./2018				
UC	Custo Total no MC - Valor Fatura (R\$)	Custo Total no ML (R\$)	Diferença ACL e ACR (R\$)	Economia ML (%)
10019669567	1.617.931,66	1.495.516,47 ↓	122.415,19 ↓	7,57
10011474414	3.120.692,10	3.035.278,92 ↓	85.413,18 ↓	2,74
10011867106	1.607.206,38	1.544.967,21 ↓	62.239,17 ↓	3,87
10016612017	444.098,98	421.512,16 ↓	22.586,82 ↓	5,09
17378345	297.573,39	276.507,81 ↓	21.065,58 ↓	7,08
Total	7.087.502,51	6.773.782,57 ↓	313.719,94 ↓	

A comparação feita entre a Tabela VI, Tabela VII e a Tabela IX mostrou que as UCs 10011474414, 10011867106 e 10019669567 foram o ponto em comum do resultado, sendo estas as três maiores, tanto em consumo quanto em economia de transição de mercado. No cálculo da economia percentual global no ML (10) foi considerada a proporção entre a diferença entre ACL e ACR e o valor acumulado das faturas individuais de cada UC.

$$EGML(\%) = \frac{(ACL - ACR)}{VF} \quad (10)$$

Sendo,

EGML: valor percentual de economia entre o ACL e o ACR;
 ACL: valor da fatura no ACL;
 ACR: valor da fatura no ACR;

Esta análise permitiu deduzir que, das cinco UCs anteriormente escolhidas como maiores consumidoras, mostradas na Tabela VIII, pelo menos 60% - três das cinco – encontram-se entre as de maior economia. A soma da redução proporcionada por elas chega à ordem de R\$ 270.000,00 por ano, sendo maior que 50% da economia global. Além disso, quando somadas todas as cinco selecionadas, o valor de R\$ 313.800,00 anual supera os 60% em relação ao potencial absoluto de migração, de R\$ 508.000,00.

Estes valores representam, para a Universidade, possibilidade de investimento em outras áreas estratégicas, como por exemplo, a instalação de uma usina fotovoltaica. Com o montante de R\$ 488.000,00 é possível construir um sistema de 136 kWp, com capacidade de geração de até 16.800 kWh mensais. Sob a ótica acadêmica, também existe a possibilidade do investimento desse montante em 15 bolsas de estudo integrais para mestrado, durante o período de 24 meses ou 5 bolsas de doutorado de 48 meses.

Os resultados obtidos fornecem informação suficiente para traçar uma possível migração das três UCs resultantes da análise, visto que o impacto econômico é relevante. A associação de UCs, de modo que a demanda contratada seja superior a 3 MW é recomendada, tornando o consumidor livre para comprar de qualquer fonte de energia – PCH, biomassa, eólica, solar, UHE e térmicas.

V. CONCLUSÃO

O Setor Elétrico no Brasil passou e ainda passa por inúmeras mudanças em âmbitos regulatórios, fiscais e de estruturação. Isso é natural uma vez que os perfis de consumo se transformam ao longo do tempo e a regulação deve acompanhar as mudanças no mundo fático.

A transição de um sistema energético predominantemente hidroelétrico para um país com pluralidade de matrizes energéticas – termoeletrica, eólica, biomassa – é o maior exemplo disso. A geração distribuída, por exemplo, vem ganhando força: toda a estrutura conhecida de fluxo energético está sendo posta à prova, uma vez que é um sistema unidirecional, isto é, sua estrutura histórica está calcada no fato do fluxo de energia seguir somente um sentido: unidade geradora (PCH, UHE, entre outras) – consumidor; o sentido inverso acarreta em impactos que, em muitas vezes, a infraestrutura atual não está preparada.

São mudanças como essas que fornecem o dinamismo ao setor e aquecem a busca pela inovação. Outro exemplo, ponto central deste trabalho, é a mudança do sistema convencional de contratação de energia, fornecido pelo Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre.

A pesquisa bibliográfica realizada dentro da legislação que regulamenta o setor elétrico brasileiro, consolidou o entendimento da evolução da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e evidenciou a possibilidade legal de migração da UFG para o ambiente de contratação livre. Este abre as portas do sistema elétrico para a livre iniciativa e a livre concorrência entre as Unidades Geradoras de Energia, permitindo a quebra do monopólio estatal sobre o regime de produção energética. Nele, existe a possibilidade de os consumidores escolherem seus fornecedores, abandonando o controle exclusivo do ACR, onde o consumidor é obrigado a comprar da concessionária de distribuição.

A competição gerada entre os consumidores, regulada por órgãos como ANEEL e CCEE, favorece o cliente, até então cativo, a escolher aquele cujo valor pago pela energia tenha uma melhor relação custo/benefício, tendo como o foco a redução do valor pago à fornecedora de energia.

A criação de recursos para redução do valor da tarifa são fruto de estratégias que visam, de maneira progressiva, diminuir gastos de maneira eficiente. Entender o perfil de consumo é um passo crucial neste processo, uma vez que a análise cuidadosa é capaz de livrar o consumidor de despesas desnecessárias, podendo dar vazão do montante economizado para otimização e eficiência de outros processos. O Mercado Livre de Energia, objeto de estudo do artigo, é apenas um dos métodos em crescente.

A base de dados utilizada foi obtida a partir das faturas emitidas pela concessionária, sendo estes dados processados e

compilados em tabelas, permitindo a manipulação por meio dos *softwares* Microsoft Excel e Power BI.

O estudo de caso analisou 26 Unidades Consumidoras da Universidade Federal de Goiás, todas alimentadas em média tensão e verificou aquelas em que a migração seria mais vantajosa, em relação ao contexto global de migração ao mercado livre de energia.

A carência de disponibilidade de faturas recentes – desde janeiro de 2019, bem como a ausência de informação em partes de determinadas faturas levou à opção de um ano, **entre Setembro de 2017 e Agosto de 2018** de modo que fosse possível pegar todo o carregamento do sistema e entender seu comportamento, com os valores mais próximos à atualidade, visto que antes deste período houve diversas mudanças de comportamento de carga e perfis de consumo. Tais divergências, ocasionadas devido à instalação de novos prédios, laboratórios, instalação de sistemas de refrigeração, trocas de equipamentos, como a substituição de lâmpadas incandescentes/fluorescentes por LED, motivadas pela própria expansão da infraestrutura dos campi, bem como pela necessidade de projetos de eficiência energética.

O auxílio dos *softwares* mostrou-se indispensável para a análise massiva de dados, coletados das faturas da concessionária Enel Distribuição Goiás. Um ponto detrator nesta etapa da análise foi o fato de algumas faturas, como por exemplo o caso da UC 10002702957, de grande impacto devido ao seu valor faturado, não possuir seus dados de consumo Ponta, Fora-Ponta e Horário Reservado devidamente detalhados, no período especificado de análise.

O estudo utilizou o cenário de transição mais conservador vislumbrado. O Preço de Liquidação da Diferença (PLD) foi adotado levando em conta a média dos valores semanais de cada mês vigente, bem como o uso de fontes de energia elétrica 50% incentivadas. Na construção do cenário, todas as contas realizadas neste trabalho são inerentes à modalidade tarifária hora sazonal verde, cujos valores são tabelados, determinados pela ANEEL.

Considerando o contexto de migração, selecionou-se as cinco Unidades Consumidoras de maior impacto financeiro, na tentativa de se adequar à ideia da Proporção de Pareto, comparando estas UCs com o ranking das cinco com a maior redução percentual, em relação aos próprios gastos e, em momento posterior, àquelas de maior redução em relação ao contexto global de migração. Garantiu-se que a soma das demandas contratadas atingisse o valor mínimo de 500 kW para que o consumidor seja classificado como potencialmente livre.

Os resultados provenientes de serviram para selecionar de maneira qualitativa, quais UCs possuem o maior potencial de migração. Ao comparar-se as informações, obteve-se que três (UC 10019669567, UC 10011474414 e UC 10011867106) dentre as cinco UCs inicialmente escolhidas, impactavam de maneira significativa financeiramente. Juntamente às outras duas UCs (UC 10016612017 e UC 17378345), responsáveis pelos 40% restantes, a economia anual advinda da migração ao ML soma cerca de R\$ 313.720,00, passando de R\$ 7.087.502,500 no ACR para R\$ 6.773.782,00 no ACL.

Levando em conta que a migração das UCs analisadas

possuem potencial de economia de cerca de R\$ 508.000,00, a migração de apenas cinco delas já representa 61% deste valor total, favorecendo um cenário otimista de migração. Além disso, este montante poderia representar, em termos de investimento, a instalação de usina solar com capacidade de geração de até 16.800 kWh por mês, assim como também o fornecimento de até 15 bolsas integrais de mestrado ou 5 de doutorado. Num prazo de cinco anos já resultaria em um número de mais de 50 bolsas fornecidas, ou mesmo na criação de usinas fotovoltaicas com a possibilidade de comercializar a energia gerada, contribuindo ainda mais para a positividade do cenário.

Vale frisar, portanto, que, apesar do cenário construído ser considerado o mais negativo, ainda assim a migração sob tais circunstâncias ocasionaria a redução substancial das contas de energia, ou seja, em uma conjuntura mais otimista, a transição de mercado tornar-se-ia ainda mais vantajosa. Cabe a sugestão a futuros estudos a análise multifacetada das possibilidades mais coerentes com as características individuais de cada Unidade Consumidora.

Uma alternativa para garantir maior confiabilidade à obtenção dos dados pode ser explorada com a instalação de medidores na fronteira com cabos em 'Y', de modo que os dados que vão à concessionária de energia, também retornem à Universidade, para serem armazenados em bancos de dados, sendo estes acompanhados por um período mínimo de um ano, passando por todas as estações, para que, dessa maneira, seja possível entender melhor o comportamento da carga, sendo possível traçar seu gráfico e atacar sistemicamente possíveis picos de consumo.

Algumas UCs, entretanto, já possuem sistemas de medição instalados, alguns que realizam medição de fronteira com a distribuidora, outros realizam medições de circuitos internos de ar condicionado, usinas fotovoltaicas e outros circuitos independentes. Tal medição já existente significa uma economia quando da migração para o mercado livre, uma vez que sua instalação seja um ônus do consumidor.

Neste trabalho, considerou-se prudente ressaltar a importância do estudo de possíveis reduções ou corte de carga em horários específicos, como o de Ponta, entre as 18h00 e 21h00, em que a tarifa se eleva consideravelmente em relação aos Horários Fora-Ponta e Reservado, como forma de aliar à redução proporcionada pela migração. Além disso, o ajuste de demandas de algumas UCs sub ou supercontratadas também auxiliam na construção de um cenário geral de economicidade.

Ademais, o fato de o cliente ser uma entidade federal, envolta em toda a premissa burocrática, é comum o pagamento de faturas em atraso, sendo estas acompanhadas de juros e moratória, o que contribui negativamente para o aspecto econômico. A elaboração de estratégias e planejamento orçamentário para evitar atrasos, portanto, é uma possibilidade a ser refletida pela equipe de gestão da Universidade.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), *Chamada incentivada ações de eficiência energética em Instituições de Educação*, 2016.
- [2] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 9.074 - Outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos*, 1995.
- [3] H. C. d. Lorenzo, *O Setor Elétrico brasileiro: passado e futuro*, São Paulo, 2001.
- [4] Casa Civil - Subchefia para Assuntos Jurídicos, “Casa Civil - Subchefia para Assuntos Jurídicos,” Casa Civil, 10 7 1934. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm. [Acesso em 15 5 2019].
- [5] PODER EXECUTIVO, *Decreto-Lei nº 3.763*, 1941.
- [6] PODER LEGISLATIVO, *Projeto de Lei nº 4.277 - Aprova o Plano Nacional de Eletrificação e dá outras providências*, Rio de Janeiro, 1954.
- [7] Companhia Hidrelétrica São Francisco, “Chesf - Sistemas de Geração,” Chesf - Companhia Hidrelétrica do São Francisco, [Online]. Available: <https://www.chesf.gov.br/SistemaChesf/Pages/SistemaGeracao/SistemasGeracao.aspx>. [Acesso em 12 05 2019].
- [8] FURNAS Centrais Elétricas, *UHE's Brasileiras cada vez mais jovens*, Revista Odebrecht Informa.
- [9] PODER LEGISLATIVO, *Lei nº 3.782*, 1960.
- [10] PODER LEGISLATIVO, *Lei nº 3.890-A*, 1961.
- [11] PODER EXECUTIVO, *Decreto nº 54.936*, 1964.
- [12] PODER LEGISLATIVO, *Lei nº 4.904*, 1965.
- [13] PODER EXECUTIVO, *Decreto-Lei nº 689*, 1969.
- [14] PODER LEGISLATIVO, *Lei nº 6.151 - Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento*, 1974.
- [15] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Constituição Federal*, 1988.
- [16] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 8.031 - Programa Nacional de Desestatização*, 1990.
- [17] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 9.491 - Lei de Privatização*, 1997.
- [18] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 8.987 - Concessão, permissão e prestação de serviços públicos*, 1995.
- [19] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Decreto nº 2.003 - Regulamentação da produção de energia elétrica por Produtor e Autoprodutor*, 1996.
- [20] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 9.427 - Instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*, 1996.
- [21] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 9.648*, 1998.
- [22] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, *Lei nº 10.438*, 2002.
- [23] PODER EXECUTIVO, *Decreto nº 5.163*, 2004.
- [24] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), *Resolução Normativa Nº 77*, 2004.
- [25] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), *Resolução Normativa Nº 745*, 2016.
- [26] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST),” 12 Jan. 2016. [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. [Acesso em 23 Mar. 2019].
- [27] PODER LEGISLATIVO, *Lei Complementar 3.834-C-Criação da Universidade Federal de Goiás*, 1960.
- [28] UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS, “Os estudantes da UFG - Abril/2016,” Abril 2016. [Online]. Available: <https://prograd.ufg.br/p/16540-dados-gerais-dos-alunos-da-ufg>. [Acesso em 21 Maio 2019].
- [29] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), *Resolução Normativa Nº 414*, 2010.
- [30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “Postos Tarifários,” ANEEL, [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/alta-tensao/654800?inheritRedirect=false. [Acesso em 22 Maio 2019].
- [31] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), “Bandeiras Tarifárias,” ANEEL, [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false. [Acesso em 22 Maio 2019].
- [32] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), *Resolução Homologatória Nº 2.470*, 2018.
- [33] PROCEL, *Manual de Tarifação de Energia Elétrica*.
- [34] “Louisiana Tech University,” 2011 Outubro 2011. [Online]. Available: http://www2.latech.edu/~box/ase/papers2011/Ankunda_termpaper.PDF. [Acesso em 02 Maio 2019].
- [35] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), maio 2019. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/descontos/654800?inheritRedirect=false.
- [36] L. d. C. Ferreira e L. E. Ferreira, *ANÁLISE DE FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS COM VISTAS À OTIMIZAÇÃO DE CUSTOS ASSOCIADOS A ESTE INSUMO*, Goiânia, 2018.



Heitor S. Naves é estudante de graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás e estudante de graduação em Direito pelo Centro Universitário Alves Faria. Possui experiência na elaboração e instalação de projetos de microgeração de energia fotovoltaica. É Assistente Operacional Sênior pela Indra Brasil S.A e presta

serviços para a ENEL- Distribuição Goiás na área de análise de dados e *Business Intelligence* com foco em recuperação de energia, redução de perdas não-técnicas e acompanhamento de indicadores.



Igor C. F. P. Silveira Nasceu em Fortaleza- CE, Brasil, em 1996. Cursa atualmente Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Goiás, onde encontra-se no 9º semestre da graduação, com formação prevista para o final do ano de 2019. Estagiou na FAZEN, uma empresa de distribuição e venda de produtos agrícolas, atuando na área de

Tecnologia da Informação, criando bancos de dados para as vendas e produtos, de modo a facilitar a análise de desempenho da empresa. Atualmente ele estagia no setor de Normatização do Centro de Operação do Sistema, na concessionária de energia do Estado de Goiás, ENEL Distribuição, onde auxilia na implementação do sistema de gestão da qualidade, fazendo-se cumprir as normas vigentes nos trabalhos desempenhados na empresa.



Marcelo S. de Castro graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (1992), com mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (1995) e doutorado em Engenharia Elétrica pela UnB (2010). Professor Associado da Universidade Federal de Goiás, tendo

ingressado em 1996. Possui experiência na área de engenharia de redes, computação paralela e distribuída, comunicações óticas e tecnologias alternativas de última milha (BPL, ZigBee, Wi-Fi). Desenvolve pesquisas em temas que incluem redes de comunicação (5G, Gigabit Wi-Fi), Smart Grids, Smart Cities, Smart Campus, tecnologia da informação e comunicação e gestão aplicadas a projetos de redes de telecomunicações, projetos de automação usando Plataforma Arduino e educação em engenharia.