

Thaís Carvalho Pozzoli Sampaio Santos

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO - FINANCEIRA DE  
MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA POR  
PERFIL DE CONSUMO, DISTRIBUIDORA E SUBMERCADO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido(a) ao Programa de  
Graduação da Universidade Federal de  
Santa Catarina para a obtenção do  
título de Engenheiro Eletricista.  
Orientador: Prof. Dr. Erlon Finardi

Florianópolis  
2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária  
da UFSC.

Santos, Thais Carvalho Pozzoli Sampaio  
Estudo de viabilidade econômico-financeira de  
migração para o mercado livre de energia por perfil  
de consumo, distribuidora e submercado / Thais  
Carvalho Pozzoli Sampaio Santos ; orientador, Erlon  
Finardi, 2019.  
61 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

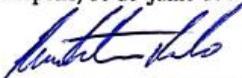
1. Engenharia Elétrica. 2. Mercado livre de  
energia. 3. Estudo de viabilidade. 4. Break-even  
point. I. Finardi, Erlon. II. Universidade Federal  
de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica.  
III. Título.

Thaís Carvalho Pozzoli Sampaio Santos

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE  
MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA POR  
FATOR DE CARGA, DISTRIBUIDORA E SUBMERCADO**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para  
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em  
sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 10 de julho de 2019.



---

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

**Banca Examinadora:**



---

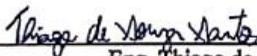
Prof. Erlon Finardi, Dr.  
Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



---

Eng. Renata Pedrini, M.  
Universidade Federal de Santa Catarina



---

Eng. Thiago de Souza Santos.  
Universidade Federal de Santa Catarina



## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente à minha família, que sempre me apoiou em todos os momentos, em especial aos meus pais Ricardo e Gláucia, que nunca mediram esforços para que eu tivesse todas as condições de alcançar os meus sonhos, ao meu irmão Rick, que me ensinou o que é ter força para superar qualquer obstáculo, foi o meu exemplo de honestidade e esforço, e que mesmo não estando mais ao meu lado fisicamente, está comigo em todas as minhas conquistas.

Também aos meus avós, por todo apoio, carinho e incentivo e às minhas tias e primas, que sempre foram como segundas mães e irmãs para mim.

Além disso, agradeço aos meus amigos de Salvador e Florianópolis, que foram essenciais nos momentos de stress e correria, trazendo alegria e leveza aos meus dias. Aos amigos da ENGIE, em especial à Priscila, Jú, Diego, Lívia, Fábio e Previtali por todo conhecimento transmitido e pela oportunidade de me fazer conhecer na prática a área de comercialização de energia, sempre se disponibilizando a me ajudar em todos os momentos, sendo essenciais na minha formação.

Ao meu orientador Erlon e aos membros da banca Renata e Thiago pelas colocações e sugestões, foram muito importantes para o desenvolvimento e melhoria do meu trabalho.



## RESUMO

A consulta pública CP - n. 33/2017, realizada pelo Ministério de Minas e Energia, assim como a aprovação da Portaria nº 514/2018, trazem mudanças ao Setor Elétrico Brasileiro, sendo a primeira delas reclassificar consumidores especiais como livres, e é o primeiro passo para uma possível abertura do Mercado Livre de Energia. Com isso, tem-se a previsão de um aumento expressivo no número de consumidores cativos desejando migrar de ambiente contratual nos próximos anos, necessitando metodologias de estudo de viabilidade econômico-financeira de migração do Ambiente Contratual Regulado para o Ambiente Contratual Livre. Desta forma, foi feita uma análise completa dos dois cenários contratuais, comparando o custo final para o consumidor regulado em quatro distribuidoras diferentes – Celesc (Sul), Light (Sudeste), Coelba (Nordeste) e AmE (Norte), mostrando os impactos dos respectivos tributos e tarifas no custo final da energia e o percentual final de economia com a mudança de ambiente. Para este estudo, foi utilizada a metodologia de Break-Even Point, variando-se o perfil de consumo (fator de carga) do consumidor analisado e o submercado que ele estaria inserido, foi considerada a modalidade tarifária horo-sazonal verde e a energia contratada incentivada com 50% de desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD. Como resultado obteve-se, em média, 30% de economia na migração do ambiente regulado para o livre, sendo a distribuidora Light a que se mostrou mais vantajosa, devido ao alto valor da tarifa de energia e alto valor do ICMS no estado.

**Palavras-chave:** Mercado Livre de Energia. Estudo de Viabilidade. Ponto de Equilíbrio.



## ABSTRACT

Public consultation CP - n. 33/2017, carried out by the Ministry of Mines and Energy, as well as the approval of Ordinance n. 514/2018, bring changes to the Brazilian Electricity Sector, being the first change the reclassification of special consumers as free, and is the first step towards a entire Free Energy Market. As a result, there is a significant increase in the number of captive consumers wishing to migrate from a regulated environment in the coming years, requiring methodologies to study the economic-financial feasibility of migration from the Regulated Contractual Environment to the Free Contractual Environment. In this way, a complete analysis of the two contractual scenarios was made, comparing the final cost to the regulated consumer in four different distributors - Celesc (South), Light (Southeast), Coelba (Northeast) and AmE (North), showing the impacts of respective taxes and tariffs on the final cost of energy and the final percentage of economy with the change of environment. For this study, was used the Break-Even Point methodology, varying the consumption profile (load factor) of the analyzed consumer and the submarket it would be inserted, considering the green horo-seasonal tariff modality and the contracted energy with government incentive of 50% discount on TUSD. As a result, was obtained an average of 30% savings in the ACR-ACL migration, being the Light distributor the most advantageous, due to the fact of the high energy tariff and high ICMS value in the state.

**Keywords:** Free Energy Market. Feasibility Study. Break-Even Point.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Projeção da demanda ACR por nível de tensão.....	20
Figura 2 - Evolução do portfólio de contratos do ACR.....	20
Figura 3 - Migração para o ACL ano a ano, por nível de tensão.....	21
Figura 4 - Exemplo didático da Fatura de Energia Elétrica. ....	24
Figura 5 - Exemplo sazonalização e modulação. ....	25
Figura 6 - Exemplo sazonalização e flexibilidade.....	25
Figura 7 - Cálculo do reajuste tarifário anual.....	26
Figura 8 - Composição do valor da TE. ....	28
Figura 9 - Composição do valor da TUSD.....	29
Figura 10 - Composição do valor da TUSD.....	30
Figura 11 - TUSD + TE grupo A4 Verde na ponta em R\$/MWh. ....	35
Figura 12 - TUSD + TE grupo A4 Verde fora de ponta em R\$/MWh.....	35
Figura 13 - ICMS por estado.....	36
Figura 14 - Custos totais no ACR em R\$/MWh por fator de carga. ....	39
Figura 15 - Custos do fio no ACL em R\$/MWh por fator de carga.....	40
Figura 16- Breakeven em R\$/MWh por fator de carga.....	40
Figura 17 - Preços da plataforma Dcide para a semana 25 .....	41
Figura 18 - Curva Forward Dcide Curto Prazo .....	41
Figura 19 - Curva Forward Dcide Longo Prazo .....	41
Figura 20 - Economia estimada com a migração por fator de carga .....	42
Figura 21 - Economia estimada por fator de carga utilizando máximo preço da curva Forward.....	43
Figura 22 - Total ACR da Light para um fator de carga de 0,4.....	44
Figura 23 - Breakeven da Light para um fator de carga de 0,4. ....	44



## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ABRACEEL Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia  
ACL Ambiente de Contratação Livre  
ACR Ambiente de Contratação Regulado  
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica  
CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CDE Conta de Desenvolvimento Energético  
CFURH Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos  
COFINS Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social  
EER Encargos de Energia de Reserva  
ESS Encargos de Serviços do Sistema  
ICMS Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços  
IGP-M Índice Geral de Preços do Mercado  
IPCA Índice de Preços ao Consumidor Amplo  
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PCH Pequena Central Hidrelétrica  
PIS Programa de Integração Social  
PLD Preço de Liquidação das Diferenças  
PROINFA Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
P&D Pesquisa e Desenvolvimento  
SIN Sistema Interligado Nacional  
TE Tarifa de Energia  
TFSEE Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica  
TUSD Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
1.1	O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO NO BRASIL .....	17
1.1.1	Ambiente de Contratação Regulado – ACR .....	18
1.1.2	Ambiente de Contratação Livre – ACL .....	18
1.1.3	A Reestruturação .....	19
1.2	MOTIVAÇÃO .....	19
1.3	OBJETIVO.....	21
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>23</b>
2.1	A Fatura de Energia.....	23
2.2	Estrutura Tarifária .....	26
2.2.1	Postos Tarifários .....	27
2.2.2	Modalidade Tarifária.....	27
2.2.3	Bandeira Tarifária .....	28
2.2.4	Tarifa de Energia – TE .....	28
2.2.5	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD.....	29
2.3	Cálculo Fatura de Energia .....	30
2.3.1	Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde .....	31
2.3.2	Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul.....	31
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA E PREMISSAS.....</b>	<b>33</b>
3.1	Break-Even Point .....	33
3.2	Análises das Tarifas .....	34
<b>4</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>39</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>45</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>47</b>



## 1 INTRODUÇÃO

O modelo de comercialização de energia no Brasil passou por algumas mudanças no decorrer dos anos. Contudo, debates acerca do seu funcionamento atual ainda ocorrem, incluindo temas como a separação de lastro e energia, segmentação do atacado e varejo no Ambiente de Contratação Livre, mudança da liquidação semanal para horária, e, inclusive, a própria abertura do Mercado Livre para consumidores que, devido às regras atuais, podem obter energia apenas através do Mercado Regulado.

Frente a tantas discussões, o Ministério de Minas e Energia compilou estes e outros temas na CP - n. 33/2017, uma consulta pública envolvendo agentes e associações de todos os segmentos do setor elétrico (Distribuidores, Geradores e Consumidores), de forma a possibilitar uma maior convergência de pontos ao se realizar a reestruturação do mercado, que, de fato, mostrou-se necessária. Algumas alterações já entraram em vigor, no entanto, para entender melhor estas mudanças, faz-se necessário definir alguns conceitos.

### 1.1 O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO NO BRASIL

O Sistema Interligado Nacional - SIN é a interconexão dos sistemas elétricos que possibilita a transferência de energia entre as regiões do país, sendo este dividido em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Para o suprimento da demanda, é necessária a total contratação da energia gerada, sendo que as sobras e déficits entre a geração e o consumo efetivamente verificados, são contabilizados e liquidados mensalmente no mercado de curto prazo - SPOT ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE através dos softwares NEWAVE e DECOMP, com o objetivo de encontrar a solução ótima para o despacho energético.

Os contratos de compra e venda de energia podem ocorrer em dois ambientes, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, espaços estes que se diferem em questões como perfil dos participantes, tipos de contrato e, inclusive, no preço da energia.

### 1.1.1 Ambiente de Contratação Regulado – ACR

No ACR, a energia gerada é negociada com as distribuidoras através de leilões promovidos pela CCEE sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Neste ambiente, os consumidores, ditos "cativos", compram energia compulsoriamente através da concessionária de distribuição local à qual estão conectados, sendo inclusos na fatura paga os serviços de distribuição e geração, além das tarifas de energia, que são fixas e reajustadas anualmente pela ANEEL.

### 1.1.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL

No ACL, tanto o preço quanto as particularidades do contrato são livremente negociados entre as partes (Comercializadores, Geradores, Autoprodutores, Consumidores Livres, etc.), sendo estes contratos, assim como no ACR, registrados na CCEE. Para participar deste ambiente, a unidade consumidora necessita de uma demanda mínima contratada de 0,5 MW.

Conforme a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, um Consumidor no ACL pode ser dividido em duas categorias - Especial e Livre, dado que, para ser enquadrado como Especial, deve possuir demanda contratada entre 0,5 MW e 3 MW, podendo adquirir energia apenas de fontes Incentivadas, ou seja, proveniente de fontes alternativas de geração, tais como Biomassa, Solar, Eólica, PCHs ou Cogeração Qualificada com potência igual ou inferior a 30 MW. É importante destacar que a contratação deste tipo de energia está atrelada a um desconto de 50% a 100% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD, como forma do governo incentivar a expansão destas fontes na matriz energética brasileira.

Um Consumidor Livre, por sua vez, necessita de uma demanda contratada de no mínimo 3 MW, porém tem a liberdade de contratar energia proveniente de qualquer fonte de geração - Incentivada ou Convencional, sendo a energia convencional majoritariamente proveniente de usinas hidrelétricas maiores que 30 MW (UHE's) e termelétricas, não possuindo direito ao desconto na TUSD, porém com preços mais competitivos e maior liquidez de mercado.

### 1.1.3 A Reestruturação

Devido à recente aprovação da Portaria nº 514/2018 [6], firmou-se um marco importante para o setor elétrico ao se definir novos critérios para a classificação dos consumidores no ACL. Estas mudanças entrarão em vigor gradualmente a partir de 1º de julho de 2019, sendo que, a princípio, a ampliação se dará apenas para unidades consumidoras com demanda entre 2,5 MW e 3 MW, de modo que estes consumidores ditos Especiais, antes restritos à aquisição de energia incentivada, serão classificados como Livres, podendo adquirir energia elétrica de fonte convencional de qualquer geradora ou comercializadora de energia que disponha desse produto.

A ideia é que, ao decorrer do cronograma, a demanda máxima determinante para um consumidor ser Especial diminua, resultando em um desaparecimento progressivo desta figura, sendo ela, por fim, completamente convertida em Livre. Além disso, está previsto para o final do ano de 2020 uma total abertura do mercado, inclusive para consumidores atualmente restritos a adquirir energia apenas através do Mercado Regulado, a exemplo dos Residenciais - Grupo B. Em virtude desta reestruturação, é prevista uma parcela cada vez mais expressiva de consumidores no ACL, sendo necessários estudos de viabilidade econômica de migração desta nova gama de potenciais clientes para o outro ambiente e o seu impacto no mercado de energia como um todo.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

A ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica, realizou um estudo para a definição de um cronograma ótimo para a abertura do mercado [1], para isso, o ideal seria manter o equilíbrio exato entre a projeção de demanda no ACR, Figura 1, e a evolução do portfólio de contratos da distribuidora, representado na Figura 2.

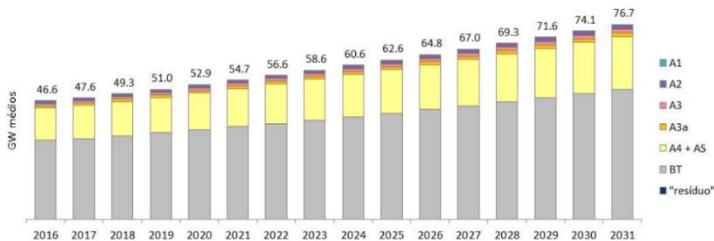


Figura 1 - Projeção da demanda ACR por nível de tensão [1]



Figura 2 - Evolução do portfólio de contratos do ACR [1]

Desta forma, não haveria subcontratações ou sobrecontratações (erros tipo I e II). Além disso, no mesmo estudo, foi feita uma projeção do número de migrações por ano para cada nível de tensão (A1, A2, A3, A4/AS e BT), e estima-se que, até 2031, a parcela de consumidores em baixa tensão no mercado cativo de energia reduzirá em aproximadamente 33%, sendo estes absorvidos pelo ACL conforme Figura 3,

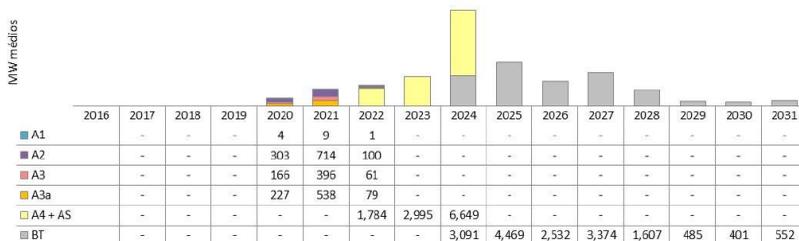


Figura 3 - Migração para o ACL ano a ano, por nível de tensão. [1]

Tendo esse novo montante de clientes de pequeno porte no mercado, será essencial um método de estudo simplificado e eficaz, que possibilite a análise da viabilidade econômico-financeira de migração de forma global e direta.

### 1.3 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo simular e analisar a viabilidade Econômico-Financeira da migração de potenciais clientes para o Mercado Livre de Energia, apresentando as diferenças entre os dois ambientes de contratação no tocante às tarifas e encargos, através do método de análise conhecido como *breakeven point*, preço de equilíbrio ACR/ACL, para diferentes perfis de consumo (fatores de carga), mostrando o impacto das tarifas de energia (TUSD e TE) das distribuidoras e tributos nos gastos totais de um consumidor nos Mercados Cativo e Livre, trazendo, por fim, um panorama completo dos dois ambientes contratuais e as vantagens e desvantagens para este consumidor frente aos preços de mercado atuais no ACL e diferentes submercados nos quais ele possa estar inserido.



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 A Fatura de Energia

O Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC elaborou um modelo didático para se compreender a fatura de energia elétrica no Ambiente Regulado, trazido na Figura 4, porém, para se entender o processo de contabilização desta, é fundamental a definição de conceitos como demanda, consumo, tensão de fornecimento, significado e forma de aplicação de cada tarifa, tributo, entre outros dados. Ainda, se estivermos tratando do Ambiente Livre, valores como flexibilidade, modulação e sazonalização, também serão estabelecidos.

Define-se demanda como a "Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado."(PROGEL,2011) [7], ou seja, é um valor expresso em kW (*quilowatt*) que representa o somatório das cargas instaladas na unidade que podem operar no mesmo intervalo de tempo. Já demanda contratada, é a demanda de potência ativa que será continuamente disponibilizada pela concessionária no ponto de entrega, conforme especificidades do contrato de energia, devendo ser paga de forma integral independentemente da sua utilização. Consumo é a quantidade de potência elétrica (kW) consumida em um intervalo de tempo, expresso em quilowatt-hora (kWh).

Visto que o consumidor utiliza energia de forma variável ao longo do ano, artifícios como a sazonalização e modulação são essenciais. Eles funcionam como forma de se evitar exposição à volatilidade do PLD no mercado de curto prazo, assim, tenta-se representar o consumo ao decorrer do ano e a cada hora do dia o mais próximo da realidade possível. A sazonalização é a distribuição mensal do volume de energia contratado no ano, e modulação é a distribuição hora a hora deste montante mensal, conforme Figura 5.

Por fim, flexibilidade é o percentual oferecido nos contratos de energia no ACL, que será aplicado ao valor da demanda contratada sazonalizada, de forma a proteger o consumidor de possíveis ultrapassagens ou sobrecontratações, sendo este valor livremente negociado entre as partes envolvidas.

Na Figura 6 está apresentado um resumo didático das informações trazidas anteriormente. É importante destacar que, no exemplo abaixo, ambas as demandas (contratada e sazonalizada) totalizam 1 MWh, ou seja, 8760 MWh ao ano.

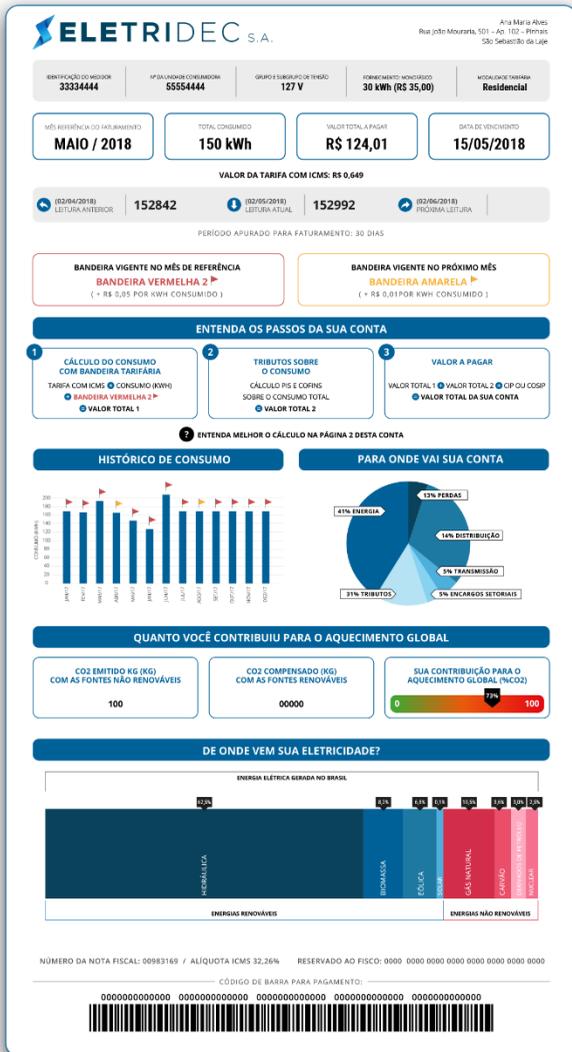


Figura 4 - Exemplo didático da Fatura de Energia Elétrica. [2]

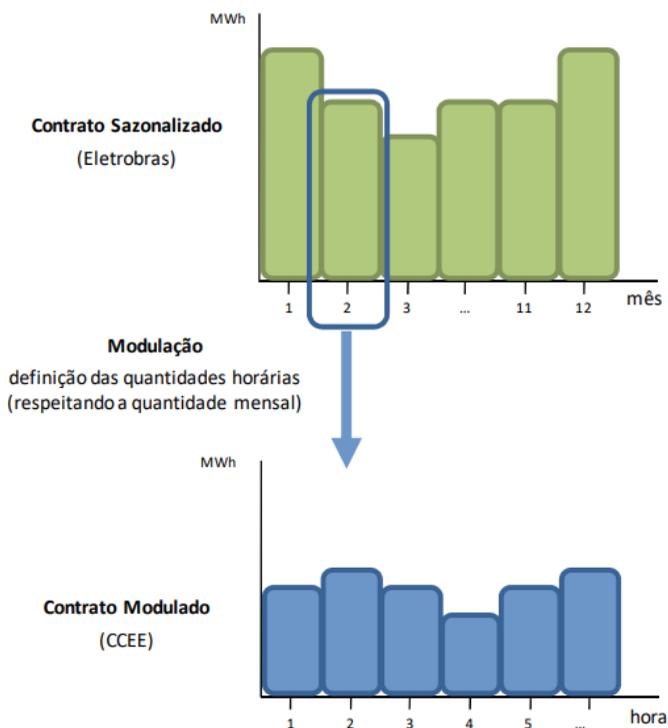


Figura 5 - Exemplo sazonalização e modulação. [3]

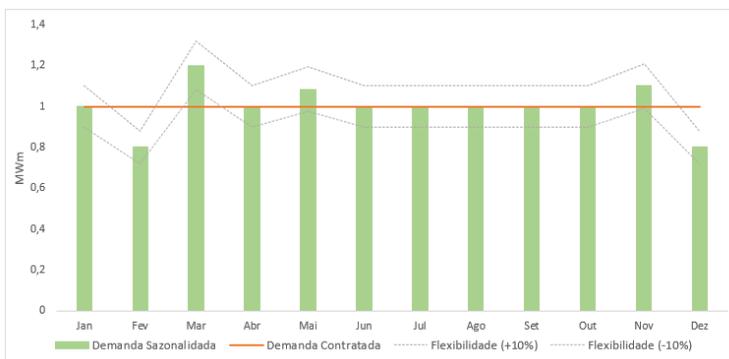


Figura 6 - Exemplo sazonalização e flexibilidade. - Elaboração própria

## 2.2 Estrutura Tarifária

Conforme o Ministério de Minas e Energia [8] "A tarifa de energia elétrica é a composição de valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas realizadas pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor". Desta forma, a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços uma receita suficiente para cobrir custos operacionais referentes ao processo de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia, além de garantir o investimento na expansão da capacidade do sistema.

As tarifas homologadas pela ANEEL são expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora) ou R\$/kW, e não contemplam tributos, ICMS, Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial.

É importante destacar que todas as tarifas são reajustadas anualmente de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão. A aplicação da fórmula de reajuste ocorre de acordo com a Figura 7, isto é, são repassadas as variações dos custos de Parcela A, os quais tem pouca ou nenhuma gestão da distribuidora, e estão relacionados à compra de energia elétrica para atendimento de seu mercado, o custo de transmissão dessa energia até a área da distribuidora e os encargos setoriais.

Além desta, existe a Parcela B, que são os custos operacionais das distribuidoras e os custos relacionados aos investimentos por ela realizados, além da quota de depreciação de seus ativos e a remuneração regulatória, valores que são fixados pela ANEEL na época da revisão tarifária. A Parcela B é reajustada pelo IPCA ou IGP-M subtraído do Fator X, o qual é um índice fixado anualmente de forma a repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária devido ao crescimento do mercado, e do aumento do consumo dos clientes existentes.



Figura 7 - Cálculo do reajuste tarifário anual.

### **2.2.1 Postos Tarifários**

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL - REN nº 414/2010, os postos tarifários são definidos para permitir a contratação e o faturamento da energia e da demanda de potência diferenciada ao longo do dia, conforme as diversas modalidades tarifárias. Estes postos são definidos por cada distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, devendo ser aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais.

O seu objetivo é justamente racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor cativo, pelo valor diferenciado das tarifas, a transferir a maior parte do seu consumo para os horários do dia e períodos do ano os quais ela é mais barata.

O horário de ponta é um período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, variando para cada distribuidora. Ao se considerar a CELESC, por exemplo, é o período compreendido entre as 18 horas e 30 minutos e 21 horas e 29 minutos, conforme a Resolução Homologatória da ANEEL 1.322/2012. Horário fora de ponta, por sua vez, refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

### **2.2.2 Modalidade Tarifária**

As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas de utilização do dia. Elas variarão conforme a tensão que a unidade consumidora está conectada (grupo) e estrutura (verde ou azul).

A opção de enquadramento na estrutura tarifária Horo-Sazonal Verde somente é possível para as unidades consumidoras do Grupo A, subgrupos A3a, A4 e AS (grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária). Neste caso, apesar de tarifas de consumo variarem com o patamar, existe uma única para a demanda de potência. Ou seja, nesta modalidade as tarifas são estabelecidas para o consumo nos horários de Ponta e Fora de Ponta, havendo apenas um valor de demanda contratada, sem diferenciação entre os horários citados.

Para a estrutura tarifária Horo-Sazonal Azul aplicam-se tarifas diferenciadas de consumo de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia, sendo esta estrutura compulsória para unidades consumidoras superiores a 69 kV.

### 2.2.3 Bandeira Tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias, aplicado desde 2015, traz indicadores que informam se haverá acréscimo no valor da energia entregue ao consumidor final. Este adicional dependerá das condições de geração de eletricidade, na qual a bandeira verde representa uma condição favorável, não havendo, conseqüentemente, um aumento no valor da tarifa. A bandeira amarela acarreta um aumento de R\$ 0,015 para cada quilowatt-hora consumidos, bandeira vermelha patamar 1 representa condições mais custosas de geração, tendo um acréscimo de R\$ 0,040/kWh no valor da tarifa e, por fim, a bandeira vermelha patamar 2, o pior cenário, o qual a tarifa sofre um adicional de R\$ 0,060/kWh.

### 2.2.4 Tarifa de Energia – TE

A Tarifa de Energia é um valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia. A sua composição está representada na Figura 8.

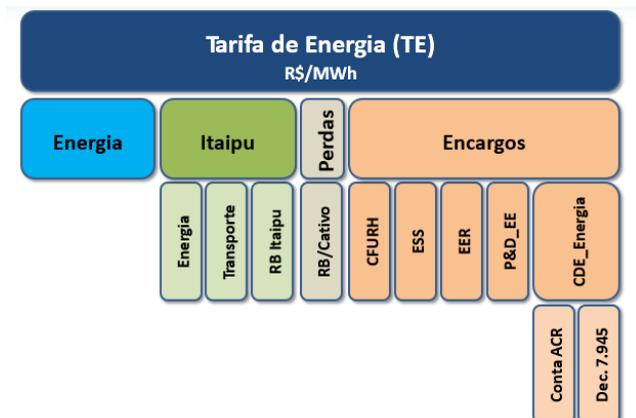


Figura 8 - Composição do valor da TE. [4]

Em laranja encontra-se a parcela composta pelos encargos setoriais, sendo estes valores não gerenciáveis, compostos pelo CFURH - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos, ESS - Encargos de Serviços do Sistema, EER - Encargos de Energia de Reserva, P&D\_EE - Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética e CDE\_Energia - Conta de Desenvolvimento Energético.

De verde está representado o valor composto pelo contrato de Itaipu, contendo a parcela referente ao financiamento da construção da usina, o custo da sua geração e o excedente que é importado do Paraguai pelo Brasil. Na cor cinza está o custo pelas perdas na Rede Básica de Transmissão, e em azul a despesa da geração de energia de fato.

### 2.2.5 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD

A TUSD é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema. A sua composição está representada na Figura 9.

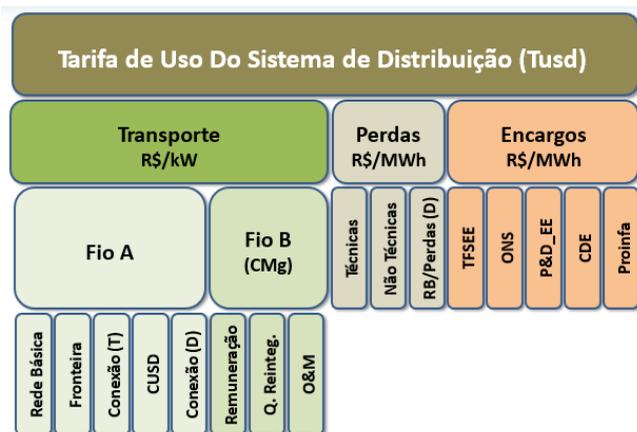


Figura 9 - Composição do valor da TUSD. [4]

Na sua constituição encontra-se a parcela referente ao uso de instalações da Rede Básica de energia elétrica, além disso, os encargos contendo a TFSEE - Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica, uma contribuição ao Operador Nacional do Sistema, CDE, P&D, Programa

de Eficiência Energética, e por fim, uma contribuição referente ao Proinfra - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

Percentualmente, o valor final da energia paga pelo consumidor subdivide-se de acordo com a Figura 10.



Figura 10 - Composição do valor da TUSD – Site da Aneel

### 2.3 Cálculo Fatura de Energia

É importante destacar que as tarifas publicadas pela ANEEL não sofreram incidência de tributos, sendo necessária a aplicação destes conforme cálculo apresentado abaixo:

$$Tarifa\ Final = \frac{Tarifa\ publicada\ pela\ ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)}$$

Além disso, conforme Resolução Normativa nº 77/2004, os empreendimentos de geração de energia incentivada terão percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a ser aplicado à TUSD, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, cabendo à ANEEL emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto a que a usina terá direito.

### 2.3.1 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Verde

O cálculo para o faturamento no mercado cativo e livre de energia na modalidade verde, em R\$/MWh, está apresentado nas equações abaixo:

$$ACR = \frac{(Tdp \cdot D) + (Tp + TEp) \cdot Cp + (Tfp + TEfp) \cdot Cfp}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS)) \cdot Ct}$$

$$ACL = \frac{PL \cdot Ct + Td \cdot D \cdot (1 - desc) + [(1 - desc)(Tp - Tfp) + Tfp] \cdot Cp + CCEE \cdot Ct}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS)) \cdot Ct}$$

### 2.3.2 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal Azul

O cálculo para o faturamento no mercado cativo e livre de energia na modalidade azul, em R\$/MWh, está apresentado nas equações abaixo, sendo que todas as siglas utilizadas estão detalhadas ao final deste capítulo:

$$ACR = \frac{(Tdp \cdot Dp) + (Tdfp \cdot Dfp) + (Tp + TEp) \cdot Cp + (Tfp + TEfp) \cdot Cfp}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS)) \cdot Ct}$$

$$ACL = \frac{PL \cdot Ct + Tdp \cdot Dp \cdot (1 - desc) + Tdfp \cdot Dfp \cdot (1 - desc) + T \cdot Ct + CCEE \cdot Ct}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS)) \cdot Ct}$$

SIGLAS	
D	Demanda Faturada Única [kW]
Dp	Demanda Faturada Ponta [kW]
Dfp	Demanda Faturada Fora Ponta [kW]
Cp	Consumo Ponta [MWh]
Cfp	Consumo Fora Ponta [MWh]
Ct	Consumo Total [MWh]
Td	TUSD Demanda Única [R\$/kW]
Tdp	TUSD Demanda Ponta [R\$/kW]
Tdfp	TUSD Demanda Fora Ponta [R\$/kW]
Tp	TUSD Energia Ponta [R\$/kW]
Tfp	TUSD Energia Fora Ponta [R\$/kW]
T	TUSD Energia Única [R\$/kW]
TEp	TE Ponta [R\$/MWh]
TEfp	TE Fora Ponta [R\$/MWh]
PL	Preço de Energia no ACL [R\$]
CCEE	Encargos CCEE (ESS, ER e Contribuição Assoc.) [R\$/MWh]
desc	Desconto aplicado à TUSD para fonte incentivada [%]

### 3 METODOLOGIA E PREMISAS

Para a compreensão deste trabalho, é importante notar que independentemente da demanda contratada, ao se analisar o resultado em função do consumo total, tanto no cativo quanto no livre, a condição de interferência neste valor em R\$/MWh é o padrão de consumo frente a demanda contratada, o que chamamos de Fator de Carga (FC), que de acordo com [9] é a "razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado", que pode ser, em termos práticos, obtido a partir da equação abaixo.

$$FC = \frac{Cp [KW\text{hp}] + Cfp [KW\text{hfp}]}{\text{Demanda Contratada} * 720}$$

Através desta equação, percebe-se que uma demanda contratada de 100 kW, com consumo na ponta de 4,62 MWh e um consumo fora ponta de 47,18 MWh, resultará em um fator de carga de 0,7, e traz o mesmo resultado relativo de custo no ACR e ACL que uma demanda contratada de 1000 kW, com consumo na ponta de 46,2 MWh e fora ponta de 471,8 MWh - o qual também possui fator de carga de 0,7. Desta forma, todas as análises neste trabalho estarão em função deste fator, considerando uma demanda contratada de 1 MW, e variando-se os respectivos consumos.

De forma a direcionar o estudo, optou-se por analisar casos na modalidade tarifária horo-sazonal verde e grupo A4. Também escolheu-se fazer as análises considerando energia de fontes incentivadas com 50% de desconto na TUSD.

#### 3.1 Break-Even Point

Breakeven Point, também conhecido como ponto de equilíbrio, é o preço máximo em R\$/MWh que pode-se ofertar no Mercado Livre de Energia, o qual equilibra os custos neste ambiente contratual com os do ACR, ou seja, através deste indicador pode-se mensurar a viabilidade de migração para um consumidor cativo tornar-se livre, apenas comparando-o com a curva de preços e as margens desejadas. Este preço pode ser calculado conforme equação abaixo:

$$Breakeven = \frac{ACR [R\$] - FioACL [R\$]}{Ct [MWh]}$$

Sendo o *ACR* calculado conforme descrito no capítulo anterior, e o *FioACL* calculado a partir do *ACL* excluindo-se a parcela do preço da energia multiplicada pelo consumo total, o custo do fio para a modalidade verde se dá conforme equação a seguir.

$$FioACL = \frac{Td \cdot D \cdot (1 - desc) + [(1 - desc)(Tp - Tfp) + Tfp] \cdot Cp + CCEE \cdot Ct}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS)) \cdot Ct}$$

Já para a modalidade azul, o valor do fio é calculado da seguinte forma:

$$FioACL = \frac{Tdp \cdot Dp \cdot (1 - desc) + Tdfp \cdot Dfp \cdot (1 - desc) + T \cdot Ct + CCEE \cdot Ct}{(1 - (PIS + COFINS + ICMS)) \cdot Ct}$$

### 3.2 Análises das Tarifas

Para a realização desse estudo foram utilizadas as tarifas vigentes e projetadas de quatro distribuidoras - Celesc (Sul) [10], Light (Sudeste) [11], Coelba (Nordeste) [12] e Amazonas Energia (Norte) [13], uma pertencente a cada submercado. As projeções das tarifas para os anos seguintes foram obtidas através do Sistema Integrado de Tarifas – SETE, pertencente à TR Soluções, sendo que os procedimentos, hipóteses e premissas utilizadas por eles na realização das projeções serão anexados ao final deste trabalho.

A seguir, na Figura 11 e Figura 12, estão apresentadas as tarifas totais (TUSD + TE) para os horários de ponta e fora ponta das distribuidoras citadas, sendo o ano de 2019 a última tarifa homologada pela ANEEL (vigente), e para os anos seguintes as projetadas.

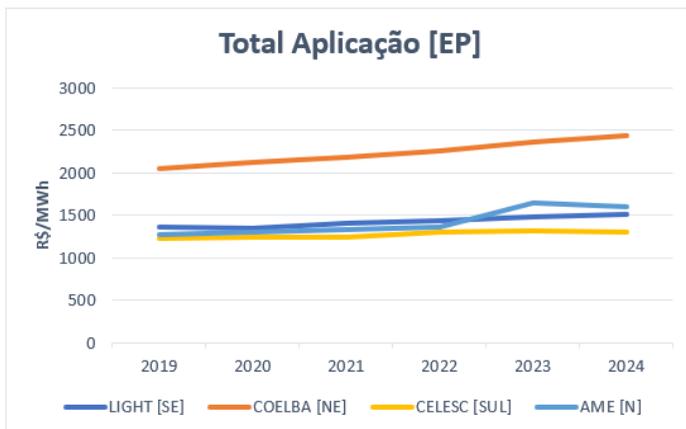


Figura 11 - TUSD + TE grupo A4 Verde na ponta em R\$/MWh.

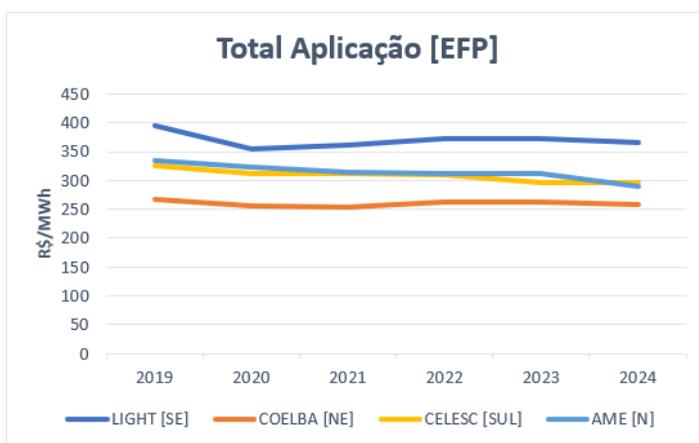


Figura 12 - TUSD + TE grupo A4 Verde fora de ponta em R\$/MWh.

Outro fator que influenciará no resultado são os tributos, que variam de acordo com o submercado. A seguir estão listados os valores de ICMS para cada estado (Figura 13) e as premissas utilizadas na realização do estudo - vale ressaltar que o PIS/COFINS varia mensalmente, desta forma, considerou-se um valor médio nas análises.

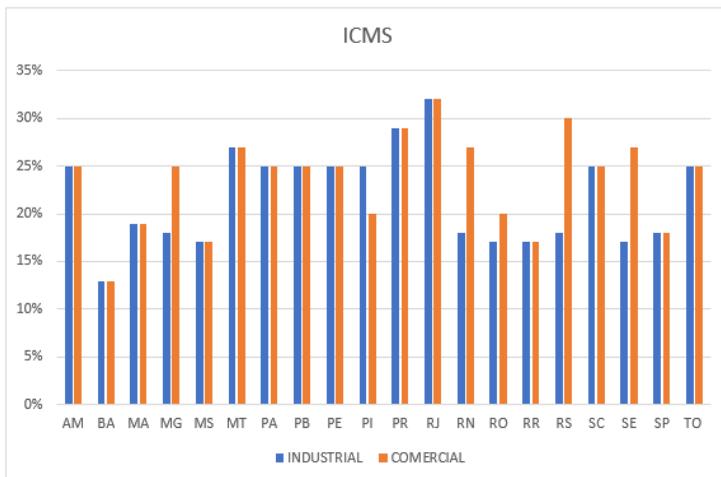


Figura 13 - ICMS por estado

PREMISSAS UTILIZADAS	
Demanda	1000 kW
PIS	0,5%
COFINS	5,0%
PERDAS	2,5%
PROINFA	2,5%
Cont. CCEE	R\$ 0,10/MWh
EER + ESS	R\$ 7,00/MWh
Grupo	A4
Bandeira	Verde
Atividade	Comercial
Fonte	Energia Incentivada 50%

Premissas utilizadas na simulação

Como os valores negociados no ambiente livre são confidenciais, o modo para obtenção do preço de mercado atual da energia foi através da plataforma Dcide, um ambiente colaborativo de preços Forward de energia elétrica, o qual processa informações através de ferramentas analíticas e disponibiliza referências de consenso diárias para negociação. A curva de preços obtida através desta plataforma será somada ao valor do fio calculado para o ACL, resultando no custo total no ambiente livre, como consta na equação (3.4).

$$TotalACL = Preço Dcide[R\$/MWh] + FioACL [R\$/MWh]$$

A partir deste resultado será calculada a economia final (ou inviabilidade) prevista com a migração, ao comparar o *TotalACL* com o total obtido no mercado regulado, obtido na equação (2.2).

$$Economia = 1 - \frac{TotalACL}{TotalACR}$$



## 4 RESULTADOS

Inicialmente aplicou-se a equação (2.2) para se obter o custo total em R\$/MWh no Ambiente Contratual Regulado para cada uma das quatro distribuidoras escolhidas, e para fatores de carga variando entre 0,4 e 1. Os resultados obtidos para o ano de 2019 estão apresentados na Figura 14.

Para a obtenção do Breakeven, de acordo com equação (3.2), foi necessário o cálculo da parcela referente aos custos pelo transporte de energia, o *FioACL*, realizado utilizando a equação (3.3) e cujos resultados obtidos estão retratados na Figura 15. Para este cálculo, foi aplicado o desconto de 50% no valor da TUSD, como definido nas premissas.

Tem-se que, ao se subtrair os custos referentes ao fio no mercado livre dos custos totais no mercado regulado, obtém-se o preço de equilíbrio nos dois ambientes contratuais. Ou seja, qualquer preço de energia incentivada negociado no ACL, que esteja abaixo do valor calculado de breakeven, já representa uma economia para o consumidor e torna a migração consequentemente viável. Na Figura 16 encontram-se os resultados do preço de equilíbrio para o ano de 2019, nele percebe-se que, ao se considerar a distribuidora Light, existe uma margem maior para se negociar no ACL. Isso ocorre devido a sua tarifa de energia mais elevada e pelo fato do valor do ICMS no estado do Rio de Janeiro ser o mais elevado do país (32%).

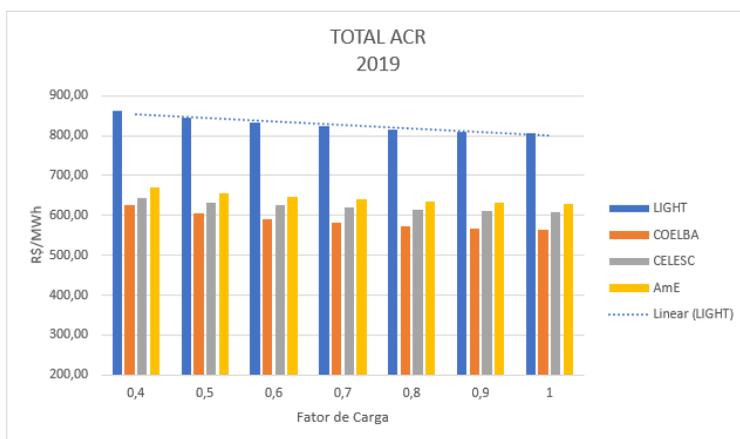


Figura 14 - Custos totais no ACR em R\$/MWh por fator de carga.

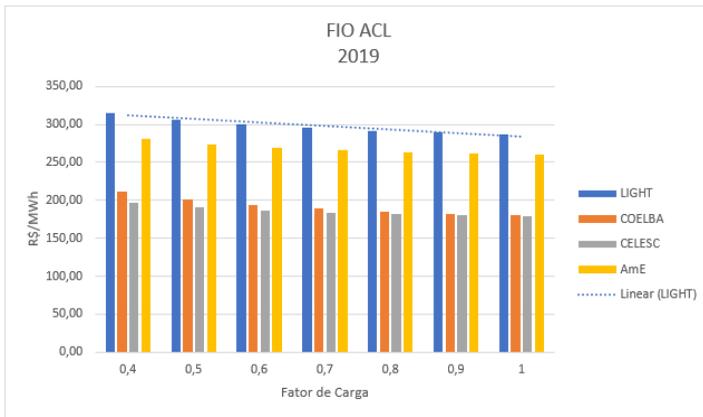


Figura 15 - Custos do fio no ACL em R\$/MWh por fator de carga.

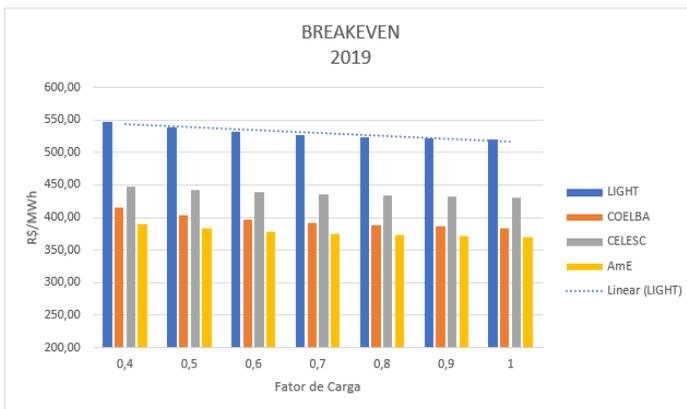


Figura 16- Breakeven em R\$/MWh por fator de carga.

Na Figura 17 está apresentado o Boletim Semanal da Curva Forward da plataforma Dcide para a 25ª semana do ano [5], estes preços serão somados aos valores de fio calculados, considerando-se o valor de R\$ 232,40 para o ano de 2019, e R\$ 215,82 para os anos seguintes. Vale ressaltar que os preços são bastante voláteis, como pode-se observar na curva histórica obtida através do dashboard da Dcide, trazida na Figura 18 e Figura 19.

Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh	Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual
Convencional Trimestre <sup>1</sup>	199,29	-9,35% ▼	-2,44% ▼	-44,49% ▼
Convencional Longo Prazo <sup>2</sup>	179,61	-0,01% ▼	-1,29% ▼	0,71% ▲
Incentivada 50% Trimestre <sup>1</sup>	232,40	-8,05% ▼	-2,73% ▼	-39,81% ▼
Incentivada 50% Longo Prazo <sup>2</sup>	215,82	-0,13% ▼	-1,87% ▼	-4,27% ▼
PLD da semana (SE ponderado)	78,42	85,17% ▲	-20,15% ▼	-83,39% ▼

1 Reflete o preço de referência de energia, na respectiva fonte, de julho/2019 a Setembro/2019 (trimestre móvel)  
2 Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2020 a 2023 (longo prazo).  
Fonte: Pesquisa de preços Dcide 17-06-2019.

Figura 17 - Preços da plataforma Dcide para a semana 25 [5]



Figura 18 - Curva Forward Dcide Curto Prazo [5]

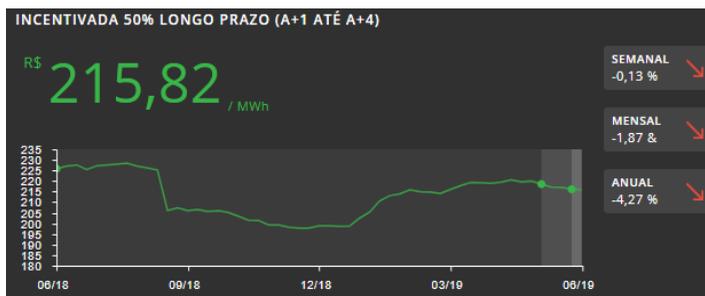


Figura 19 - Curva Forward Dcide Longo Prazo [5]

Os resultados percentuais obtidos de acordo com a relação apresentada na equação (3.5) estão apresentados na Figura 20.

<b>ECONOMIA ESTIMADA NO ACL</b>							
<b>LIGHT</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	36,5%	36,2%	36,0%	35,9%	35,7%	35,6%	35,6%
2020	34,6%	34,2%	33,9%	33,7%	33,6%	33,4%	33,3%
2021	35,7%	35,3%	35,1%	34,9%	34,7%	34,6%	34,5%
2022	37,2%	36,9%	36,7%	36,5%	36,4%	36,3%	36,2%
2023	38,3%	38,0%	37,7%	37,6%	37,5%	37,4%	37,3%
2024	38,4%	38,1%	37,9%	37,7%	37,6%	37,5%	37,4%
<b>COELBA</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	29,1%	28,4%	27,9%	27,5%	27,2%	27,0%	26,8%
2020	30,4%	29,7%	29,2%	28,8%	28,5%	28,3%	28,1%
2021	30,9%	30,2%	29,7%	29,3%	29,1%	28,8%	28,6%
2022	32,6%	32,0%	31,5%	31,2%	30,9%	30,7%	30,5%
2023	33,4%	32,8%	32,4%	32,0%	31,8%	31,6%	31,4%
2024	33,4%	32,7%	32,3%	32,0%	31,7%	31,5%	31,3%
<b>CELESC</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	33,4%	33,1%	32,9%	32,8%	32,6%	32,5%	32,5%
2020	35,7%	35,4%	35,2%	35,1%	35,0%	34,9%	34,8%
2021	37,4%	37,1%	36,9%	36,8%	36,7%	36,6%	36,6%
2022	37,9%	37,7%	37,5%	37,4%	37,3%	37,2%	37,1%
2023	38,0%	37,7%	37,5%	37,4%	37,3%	37,2%	37,1%
2024	38,2%	37,9%	37,8%	37,7%	37,6%	37,5%	37,4%
<b>AmE</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	23,5%	23,0%	22,6%	22,3%	22,1%	21,9%	21,8%
2020	26,6%	26,0%	25,7%	25,4%	25,2%	25,0%	24,9%
2021	27,6%	27,0%	26,7%	26,4%	26,2%	26,0%	25,8%
2022	28,8%	28,3%	27,9%	27,7%	27,5%	27,3%	27,2%
2023	31,5%	31,0%	30,6%	30,3%	30,1%	30,0%	29,8%
2024	30,5%	29,9%	29,6%	29,3%	29,1%	28,9%	28,8%

Figura 20 - Economia estimada com a migração por fator de carga

É interessante notar que se utilizado o máximo preço alcançado na curva Forward trazida na Figura 18 (R\$ 453,14 no curto prazo e R\$ 228,34 no longo prazo) a migração se torna inviável no primeiro ano de análise para todos os casos, com exceção da distribuidora Light, como apresentado na Figura 21.

<b>ECONOMIA ESTIMADA NO ACL</b>							
<b>LIGHT</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	10,9%	10,1%	9,5%	9,0%	8,7%	8,4%	8,2%
2020	33,0%	32,6%	32,3%	32,1%	31,9%	31,8%	31,7%
2021	34,2%	33,8%	33,5%	33,3%	33,1%	33,0%	32,9%
2022	35,7%	35,4%	35,1%	34,9%	34,8%	34,7%	34,6%
2023	36,8%	36,5%	36,2%	36,1%	35,9%	35,8%	35,7%
2024	37,0%	36,6%	36,4%	36,2%	36,1%	35,9%	35,9%
<b>COELBA</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	-6,2%	-8,1%	-9,4%	-10,4%	-11,2%	-11,8%	-12,3%
2020	28,4%	27,6%	27,0%	26,6%	26,3%	26,1%	25,9%
2021	28,9%	28,2%	27,6%	27,2%	26,9%	26,6%	26,4%
2022	30,7%	30,0%	29,5%	29,1%	28,8%	28,6%	28,4%
2023	31,6%	30,9%	30,4%	30,0%	29,8%	29,5%	29,3%
2024	31,5%	30,8%	30,3%	30,0%	29,7%	29,4%	29,2%
<b>CELESC</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	-0,8%	-1,8%	-2,4%	-2,9%	-3,3%	-3,6%	-3,8%
2020	33,7%	33,4%	33,2%	33,0%	32,9%	32,8%	32,7%
2021	35,4%	35,1%	34,9%	34,7%	34,6%	34,5%	34,4%
2022	36,0%	35,7%	35,5%	35,3%	35,2%	35,1%	35,0%
2023	36,0%	35,7%	35,4%	35,3%	35,2%	35,1%	35,0%
2024	36,2%	35,9%	35,7%	35,5%	35,4%	35,3%	35,3%
<b>AmE</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1</b>
2019	-9,4%	-10,6%	-11,5%	-12,2%	-12,6%	-13,0%	-13,4%
2020	24,7%	24,1%	23,7%	23,4%	23,2%	23,0%	22,8%
2021	25,7%	25,1%	24,7%	24,4%	24,1%	24,0%	23,8%
2022	27,0%	26,4%	26,0%	25,7%	25,5%	25,3%	25,1%
2023	29,8%	29,2%	28,8%	28,5%	28,3%	28,1%	27,9%
2024	28,7%	28,1%	27,6%	27,3%	27,1%	26,9%	26,8%

Figura 21 - Economia estimada por fator de carga utilizando máximo preço da curva Forward.

Outra análise válida é observar o impacto do ICMS no custo final da energia, desta forma, foram refeitos os cálculos de custo no cativo e breakeven (Figura 22 e Figura 23) para a distribuidora Light (SE) se considerando um ICMS de 13% (valor do imposto para o estado da Bahia). Nela consegue-se visualizar o peso deste tributo no valor final pago pelo consumidor.

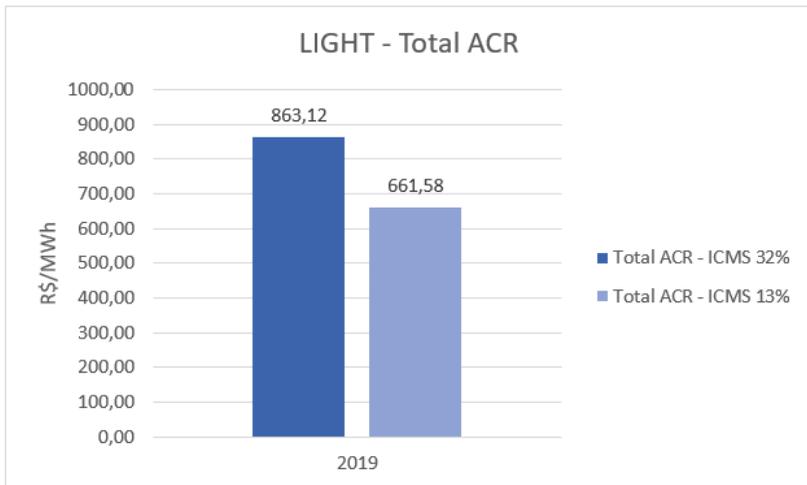


Figura 22 - Total ACR da Light para um fator de carga de 0,4.

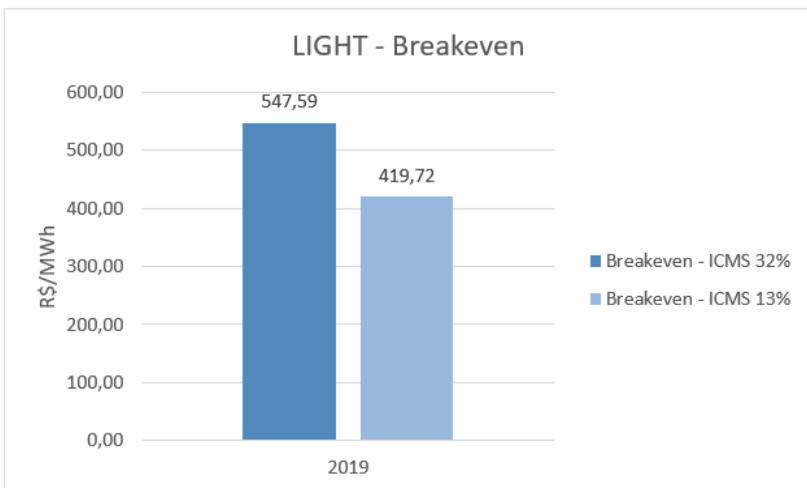


Figura 23 - Breakeven da Light para um fator de carga de 0,4.

## 5 CONCLUSÃO

A partir desse estudo constata-se que o Ambiente Contratual Livre pode apresentar expressiva economia para o consumidor (até 38,4% nos casos analisados), porém a volatilidade dos preços da energia e as diferenças referentes a cada submercado torna a análise econômico-financeira de viabilidade altamente necessária. Além disso, pode-se perceber o grande impacto dos tributos no preço da energia, principalmente para o consumidor cativo, como previsto na Figura 20 e confirmado na Figura 22.

Através da abertura do mercado livre de energia para consumidores com demanda contratada abaixo de 0,5 MW, um extenso número de usuários terá a liberdade de escolha, podendo negociar o preço da energia diretamente com geradoras e agentes comercializadores, além de prazos, montantes, vigências, dentre outros, trazendo benefícios através da maior previsibilidade orçamentária, livre escolha da fonte de energia, assim como a vantagem da não diferenciação dos preços em patamares horários, ponta e fora ponta.

Se tratando dos riscos, fica claro que eles podem ser evitados através do conhecimento das regras e condições do ambiente, visto que o maior problema se encontra na má gestão do consumo, causando possíveis exposições ao PLD no mercado de curto prazo.

Vale ressaltar que as mudanças trazidas com a abertura do mercado não impactarão apenas os consumidores, dado que elas exigirão alterações estruturais no método como as próprias comercializadoras lidam com esta nova gama de clientes, uma vez que, devido ao número, não será viável estudos de caso específicos para cada consumidor de pequeno porte, tornando a análise global por distribuidora, submercado e fator de carga uma solução interessante e necessária.



## REFERÊNCIAS

- 1 ABRACEEL. Ampliação do mercado livre de energia elétrica. 2017.
- 2 IDEC - A Conta Ideal.  
<<https://idec.org.br/edasuaconta/contaideal>>.
- 3 CCEE. Regras de comercialização - contratos. 2019.
- 4 ABRACEEL. Apresentação abraceel. 2016.
- 5 BOLETIM Semanal da Curva Forward - Dcide.  
<<http://https://dcide.com.br/>>.
- 6 MME - Ministério de Minas e Energia - Portaria\_n\_514-2018.  
<<http://www.mme.gov.br/web/guest/acao-a-informacao/legislacao/portarias/2018>>.
- 7 PROCEL. Manual de tarifação da energia elétrica. 2011.
- 8 MME - Ministério de Minas e Energia - TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA. <<http://www.mme.gov.br/web/guest/5-tarifa-de-energia-eletrica>>.
- 9 ANEEL. Resolução normativa nº 418. 23 de novembro de 2010.
- 10 ANEEL. Resolução homologatória no2.436. 13 de Agosto de 2018.
- 11 ANEEL. Resolução homologatória no2.520. 12 de Março de 2019.
- 12 ANEEL. Resolução homologatória no2.533. 16 de Abril de 2019.
- 13 ANEEL. Resolução homologatória no2.478. 30 de Outubro de 2018.



## ANEXO A – RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.436 DE 13 DE AGOSTO DE 2018 (CELESC)

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA			
				TUSD		TE	TUSD		TE	
				RS/kWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/kWh	RS/MWh	RS/MWh	
		PCH RUDOLF	NA	2,81	0,00	0,00	2,75	0,00	0,00	
		NOVAS CENTRAIS GERADORAS NÃO CONSIDERADAS NOMINALMENTE	NA	2,76	0,00	0,00	2,70	0,00	0,00	
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	17,57	56,88	472,51	16,75	52,74	424,23	
			FP	8,43	56,88	297,16	7,68	52,74	277,29	
	AZUL APE	NA	P	17,57	10,36	0,00	16,75	9,02	0,00	
			FP	8,43	10,36	0,00	7,68	9,02	0,00	
	DISTRIBUIÇÃO	Cooperatiunça	P	9,52	6,26	0,00	8,70	5,24	0,00	
			FP	6,70	6,26	0,00	5,96	5,24	0,00	
GERAÇÃO	NA	P	3,88	0,00	0,00	3,84	0,00	0,00		
		FP	28,72	67,90	472,51	27,90	62,55	424,23		
A3a (30 + 44kV)	AZUL	NA	P	12,30	67,90	297,16	11,55	62,55	277,29	
			FP	0,00	67,90	297,16	0,00	62,55	277,29	
	AZUL APE	NA	P	28,72	17,30	0,00	27,90	15,04	0,00	
			FP	12,30	17,30	0,00	11,55	15,04	0,00	
	VERDE	NA	P	12,30	0,00	0,00	11,55	0,00	0,00	
			FP	0,00	760,00	472,51	0,00	739,92	424,23	
GERAÇÃO	NA	P	0,00	67,90	297,16	0,00	62,55	277,29		
		FP	0,00	67,90	297,16	0,00	62,55	277,29		
A4 (2,3 + 23kV)	AZUL	NA	P	28,72	67,90	472,51	27,90	62,55	424,23	
			FP	12,30	67,90	297,16	11,55	62,55	277,29	
	AZUL APE	NA	P	28,72	17,30	0,00	27,90	15,04	0,00	
			FP	12,30	17,30	0,00	11,55	15,04	0,00	
	VERDE	NA	P	12,30	0,00	0,00	11,55	0,00	0,00	
			FP	0,00	760,00	472,51	0,00	739,92	424,23	
	GERAÇÃO	NA	P	0,00	67,90	297,16	0,00	62,55	277,29	
			FP	0,00	67,90	297,16	0,00	62,55	277,29	
	DISTRIBUIÇÃO	Eflul		P	16,89	11,05	0,00	16,07	9,26	0,00
				FP	9,00	11,05	0,00	8,24	9,26	0,00
				P	16,89	0,00	283,59	0,00	0,00	260,84
				FP	9,00	0,00	283,59	0,00	0,00	260,84
		EFLJC		P	16,89	11,05	0,00	16,07	9,26	0,00
				FP	9,00	11,05	0,00	8,24	9,26	0,00
	GERAÇÃO	NA	P	0,00	0,00	283,59	0,00	0,00	260,84	
			FP	2,79	0,00	0,00	2,82	0,00	0,00	

## ANEXO B – RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.533, DE 16 DE ABRIL DE 2019 (COELBA)

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA			
				TUSD		TE	TUSD		TE	
				R\$/kw	R\$/Mwh	R\$/Mwh	R\$/kw	R\$/Mwh	R\$/Mwh	
	DISTRIBUIÇÃO	Celpe	FP	7,20	10,72	0,00	6,96	9,16	0,00	
			FP	15,59	8,08	0,00	15,31	6,87	0,00	
			FP	7,20	8,08	0,00	6,96	6,87	0,00	
	GERAÇÃO	NA	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
			NA	6,36	0,00	0,00	6,23	0,00	0,00	
			P	66,90	50,43	363,33	66,58	45,68	325,47	
	A3B (30 a 44kV)	AZUL	NA	FP	24,90	50,43	217,49	24,63	45,68	201,47
				P	66,90	26,96	0,00	66,58	23,09	0,00
				FP	24,90	26,96	0,00	24,63	23,09	0,00
		VERDE	NA	NA	24,90	0,00	0,00	24,63	0,00	0,00
P				0,00	1.677,23	363,33	0,00	1.664,81	325,47	
FP				0,00	50,43	217,49	0,00	45,68	201,47	
VERDE APE		NA	NA	24,90	0,00	0,00	24,63	0,00	0,00	
			P	0,00	1.653,76	0,00	0,00	1.642,22	0,00	
			FP	0,00	26,96	0,00	0,00	23,09	0,00	
CONVENÇIONAL		NA	NA	73,07	50,43	229,65	72,57	45,68	211,81	
	NA		9,05	0,00	0,00	9,05	0,00	0,00		
	P		66,90	50,43	363,33	66,58	45,68	325,47		
A4 (2,3 a 23kV)	AZUL	NA	FP	24,90	50,43	217,49	24,63	45,68	201,47	
			P	66,90	26,96	0,00	66,58	23,09	0,00	
			FP	24,90	26,96	0,00	24,63	23,09	0,00	
	VERDE	NA	NA	24,90	0,00	0,00	24,63	0,00	0,00	
			P	0,00	1.677,23	363,33	0,00	1.664,81	325,47	
			FP	0,00	50,43	217,49	0,00	45,68	201,47	
	VERDE APE	NA	NA	24,90	0,00	0,00	24,63	0,00	0,00	
			P	0,00	1.653,76	0,00	0,00	1.642,22	0,00	
			FP	0,00	26,96	0,00	0,00	23,09	0,00	
	CONVENÇIONAL	NA	NA	73,07	50,43	229,65	72,57	45,68	211,81	
P			27,42	18,47	0,00	27,10	15,70	0,00		
FP			12,93	18,47	0,00	12,66	15,70	0,00		
DISTRIBUIÇÃO	Cemig-D	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
		NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
GERAÇÃO	NA	NA	9,05	0,00	0,00	9,05	0,00	0,00		
		NA	9,05	0,00	0,00	9,05	0,00	0,00		

## ANEXO C – RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.520, DE 12 DE MARÇO DE 2019 (LIGHT)

TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A (Light)

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA			
				TUSD		TE	TUSD		TE	
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
A2 (88 a 138kV)	AZUL	NA	P	15,33	81,27	456,21	15,05	73,87	410,67	
			FP	9,02	81,27	285,16	8,81	73,87	265,15	
	AZUL APE	NA	P	15,33	30,49	0,00	15,05	26,63	0,00	
			FP	9,02	30,49	0,00	8,81	26,63	0,00	
	DISTRIBUIÇÃO	Enel RJ	P	15,33	4,13	0,00	15,05	3,51	0,00	
			FP	9,02	4,13	0,00	8,81	3,51	0,00	
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		EMG	P	15,33	4,13	0,00	15,05	3,51	0,00	
			FP	9,02	4,13	0,00	8,81	3,51	0,00	
			NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	GERAÇÃO	PCH BONFANTE	NA	1,76	0,00	0,00	1,71	0,00	0,00	
			UHE FONTES NOVA	NA	2,49	0,00	0,00	2,44	0,00	0,00
		UHE ILHA DOS POMBOS	NA	1,70	0,00	0,00	1,65	0,00	0,00	
			PCH LAJES (FONTES VELHA)	NA	2,58	0,00	0,00	2,53	0,00	0,00
		PCH MONTE SERRAT	NA	1,76	0,00	0,00	1,71	0,00	0,00	
		UHE NILO PECANHA	NA	2,47	0,00	0,00	2,42	0,00	0,00	
		PCH PARACAMBI	NA	2,33	0,00	0,00	2,27	0,00	0,00	
		UHE PEREIRA PASSOS	NA	2,53	0,00	0,00	2,47	0,00	0,00	
		UHE FUNIL - RJ	NA	3,01	0,00	0,00	2,95	0,00	0,00	
		UTE SANTA CRUZ	NA	2,52	0,00	0,00	2,47	0,00	0,00	
		UTE GOV. LEONEL BRIZOLA (TERMÓRIO)	NA	2,58	0,00	0,00	2,52	0,00	0,00	
		UTE BARBOSA L.S. (ELETROBOLÍ)	NA	2,40	0,00	0,00	2,35	0,00	0,00	
		PCH SANTA FE	NA	1,76	0,00	0,00	1,71	0,00	0,00	
		NOVAS CENTRAIS GERADORAS NÃO NOMINALMENTE	NA	2,58	0,00	0,00	2,53	0,00	0,00	
		UHE ITAOCARA I	NA	1,44	0,00	0,00	1,44	0,00	0,00	
		A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	32,45	125,42	456,21	32,10	112,71
	FP				17,50	125,42	285,16	17,25	112,71	265,15
	AZUL APE		NA	P	32,45	67,83	0,00	32,10	59,26	0,00
				FP	17,50	67,83	0,00	17,25	59,26	0,00
	VERDE		NA	P	0,00	912,47	456,21	0,00	891,53	410,67
				FP	0,00	125,42	285,16	0,00	112,71	265,15
	VERDE APE		NA	NA	17,50	0,00	0,00	17,25	0,00	0,00

## ANEXO D – RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.478 DE 30 DE OUTUBRO DE 2018 (AME)

TABELA 1 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO A (AME).

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				RS/kWh	RS/MWh	RS/MWh	RS/kWh	RS/MWh	RS/MWh
A3 (60kV)	AZUL	NA	P	15,64	120,37	455,38	12,71	108,91	432,29
			FP	10,76	120,37	276,43	8,70	108,91	273,53
	AZUL APE	NA	P	15,64	100,48	0,00	12,71	90,69	0,00
			FP	10,76	100,48	0,00	8,70	90,69	0,00
A4 (12,3 e 25kV)	GERAÇÃO	NA	NA	7,46	0,00	0,00	6,20	0,00	0,00
			P	34,43	135,84	455,38	28,01	122,76	432,29
	AZUL	NA	FP	16,60	135,84	276,43	13,47	122,76	273,53
			P	34,43	114,71	0,00	28,01	103,49	0,00
	AZUL APE	NA	FP	16,60	114,71	0,00	13,47	103,49	0,00
			NA	16,60	0,00	0,00	13,47	0,00	0,00
	VERDE	NA	P	0,00	965,34	455,38	0,00	799,92	432,29
			FP	0,00	135,84	276,43	0,00	122,76	273,53
	VERDE APE	NA	NA	16,60	0,00	0,00	13,47	0,00	0,00
			P	0,00	944,21	0,00	0,00	780,65	0,00
FP			0,00	114,71	0,00	0,00	103,49	0,00	

## ANEXO E – PREMISSAS CONSIDERADAS PELA TR SOLUÇÕES NA PROJEÇÃO DAS TARIFAS

Para estimar os índices e cotações relativos ao ano vigente (n) e ao próximo ano (n+1) são utilizadas as projeções apresentadas pelo Banco Central nos relatórios semanais FOCUS obtidos no endereço eletrônico:

<http://www.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>

Já para as projeções relacionadas ao médio prazo são adotados os seguintes procedimentos:

**IGPM:** O sistema realiza uma autorregressão com os números índices a fim de obter a projeção mensal do IGPM para o ano n+2 em diante.

**IPCA:** O sistema realiza uma autorregressão com os números índices a fim de obter a projeção mensal do IPCA para o ano n+2 em diante.

**ESS:** Uma Usina térmica é despachada na ordem de mérito quando:  $CVU < CMO$ . Já quando  $CVU > CMO$  e ocorre um despacho esse despacho é classificado como fora da ordem de mérito. Do ponto de vista do Distribuidor, o custo de geração de uma térmica por disponibilidade pode ser explicado da seguinte forma:

Custo Usina (para consumidor) = Receita Fixa + (Garantia Física – Inflexibilidade) \* Menor Valor [CVU; PLD]

Onde a Receita Fixa está associada à energia comercializada pela Usina no Leilão; na composição da Receita Fixa já está contemplado os custos de Inflexibilidade da usina, assim é preciso subtrair essa energia do volume de energia a ser comercializada para evitar que os custos relacionados à geração por inflexibilidade sejam cobrados duas vezes, uma vez nos custos fixos e outra também nos custos variáveis.

Receita Secundária Usina = (Potência Fiscalizada \* Disponibilidade – Garantia Física) \* (PLD-CVU)

Obs: No SETE é preciso verificar se a (potência fiscalizada \* disponibilidade) > (garantia física), se não for é preciso que os administradores do SETE sejam alertados para que uma verificação no fator de disponibilidade seja efetuada.

Valor Energia Usina = (Custo Usina (para consumidor) – Receita Secundária Usina) / Garantia Física

**Crescimento de Mercado:** Para projetar o crescimento de mercado são utilizadas no SETE as projeções de crescimento de consumo disponibilizadas pela EPE nos relatórios Projeções de Demanda de Energia Anuais (EPE).

As taxas previstas pela EPE para o crescimento de mercado são alocadas nos grupamentos tarifários tratados no SETE da seguinte forma:

- Crescimento Residencial - Aplicado aos mercados BT (exceto uso geração);
- Crescimento Comercial - Aplicado aos mercados A3, A4 e AS (exceto uso geração, uso distribuição e suprimento);
- Crescimento Industrial - Aplicado aos mercados A3, A2 e A1 (exceto uso geração, uso distribuição e suprimento);
- Crescimento Médio TOTAL - Aplicado aos mercados uso distribuição e suprimento (pois são outras distribuidoras);
- Crescimento NULO - Aplicado ao mercado de uso geração (as usinas em sua maioria não conseguem uma expansão da oferta de energia).

**Perdas:** Os percentuais de Perdas Técnicas, Não Técnicas e da Rede Básicas são estabelecidos pela ANEEL nas revisões tarifárias.

**Fator X:** O fator X no terceiro e quarto ciclos de revisão tarifária (3º e 4º CRT) é definido a partir da seguinte equação:

$$\text{Fator X} = \text{Pd} + \text{Q} + \text{T}$$

onde:

T é o valor em % da trajetória de custos operacionais, **esse valor é constante para todo ciclo;**

Q é o valor em % da qualidade do serviço, **esse valor é definido em cada reajuste**, ou seja, a cada ano; (atualmente o SETE não considera esse fator);

Pd é o valor em % dos ganhos de produtividade da atividade de distribuição, **esse valor é constante para todo ciclo**;

Obs.: 'Pd' e 'T' serão definidos no momento da revisão tarifária. O 'Q' é definido em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária e é baseado na variação dos indicadores de 'DEC' e 'FEC' dos dois últimos anos civis.

DEC (Duração Equivalente de Continuidade) registra quantas horas em média por ano o consumidor fica sem energia elétrica.

FEC (Frequência Equivalente de Continuidade).

#### **ENCARGOS SETORIAIS:**

**CCC:** A CCC partir de 2013 deixou de ser projetada, sendo fixado em zero.

**RGR:** A RGR partir de 2013 deixou de ser projetada, sendo fixado em zero.

**ONS:** O sistema realiza uma autorregressão a fim de obter a projeção do ONS para os próximos 5 anos.

**Custos de Transporte:** Para projetar os custos de transporte relacionados à Rede Básica Nodal e Fronteira; Rede Básica ONS e Exportação os últimos montantes econômicos conhecidos associados a estes encargos são transformados em tarifas médias em R\$/MWh, essas tarifas são reajustadas pelo IGP-M para que posteriormente sejam aplicadas às energias totais (requerida + livres) em cada um dos anos do horizonte de projeção tarifária.

**CUSD:** O CUSD é projetado com modelos matemáticos de autorregressão.

**Conexão:** Para projetar o encargo de CONEXÃO o último valor conhecido é reajustado pelo IGP-M em cada um dos anos do horizonte de projeção tarifária.

**CDE:** Para projetar os custos relacionados à CDE deve-se obter a tarifa média em R\$/MWh do subsistema da distribuidora calculada em "Elementos de Custo" e multiplicá-las às energias relacionadas ao mercado cativo e livre em cada um dos anos do horizonte de projeção tarifária.

**Proinfa:** Para projetar os custos relacionados ao Proinfa primeiramente são calculadas tarifas médias anuais associadas ao custo de geração de energia das usinas que compõem o programa, essas tarifas são definidas também com o mercado de consumo que paga pelo programa.

As tarifas médias futuras são definidas considerando que os custos de geração são reajustados pelo IGP-M, já o mercado de consumo cresce segundo as taxas de crescimento descritas pelas médias históricas observadas.

Para quantificar o montante deste encargo em cada distribuidora, uma vez definidas as projeções das tarifas médias anuais, essas tarifas são aplicadas às energias relacionadas ao mercado cativo (sem baixa renda) e livre em cada um dos anos do horizonte de projeção tarifária.

As tarifas são dadas pelas relações entre despesas regionais e os mercados regionais.

**TFSEE:** A porcentagem do cálculo de TFSEE, até 2012, era de 0,5%. A partir de 2013 houve redução para 0,4%, conforme a Lei 12.783/2013 de 11 de janeiro de 2013.

**Transporte Itaipu:** O custo com transporte de ITAIPU depende de três componentes: TUST; Potência de ITAIPU e Quota ITAIPU.

Para projetar a TUST associada ao custo de transporte de ITAIPU o sistema define as tarifas futuras a partir de uma regressão linear dos dados tarifários históricos de TUST. A Potência de ITAIPU é definida para os anos futuros a partir de uma autorregressão com os dados históricos de potência, já as quotas futuras são definidas previamente pela ANEEL.

**Repasse de Potência de Itaipu:** O Repasse de Potência de ITAIPU depende de quatro componentes: Tarifa de Repasse de Potência de ITAIPU; Potência de ITAIPU, Quota ITAIPU e da Cotação do Dólar.

Para projetar a Tarifa de Repasse de Potência de ITAIPU o sistema define as tarifas futuras a partir de uma regressão linear dos dados tarifários históricos da Tarifa de Repasse de Potência. A Potência de ITAIPU é definida para os anos futuros a partir de uma autorregressão com os dados históricos de potência, as quotas futuras são definidas previamente pela ANEEL, já a Cotação do Dólar é mantida constante tendo como base na última média mensal das cotações conhecidas.