

VERIFICAÇÃO DE ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO DE CLIENTES DE MÉDIA E ALTA TENSÃO CATIVOS DE UMA DISTRIBUIDORA VIA SIMULAÇÃO

Gabriel Calvo Martinez



VERIFICAÇÃO DE ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO DE CLIENTES DE MÉDIA E ALTA TENSÃO CATIVOS DE UMA DISTRIBUIDORA VIA SIMULAÇÃO

Aluno(s): Gabriel Calvo Martinez

Orientador(es): Prof. Reinaldo Castro Souza

Co-Orientador(es): Gheisa Esteves

Trabalho apresentado com requisito parcial à conclusão do curso de Engenharia Elétrica na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Agradecimentos

Devo agradecimentos à minha mãe, Maria Josefa Martinez Fernandez, por ter cumprido sua missão em educar seu filho a tal nível de excelência, à meu pai, José Carlos Barreiro Calvo, por ter me incentivado a seguir o curso de engenharia, ao meu irmão, por ser companheiro ao longo dessa trajetória.

Também agradeço ao meu orientador, Prof.Reinaldo Castro Souza, por servir de inspiração e tornar o projeto possível

Resumo

O Projeto tem o objetivo de verificar as alocações tarifárias de consumidores de média e alta tensão cativos de uma distribuidora, julgando quantitativamente o custo de energia sob a ótica do consumidor. O projeto efetua a otimização do enquadramento tarifário do cliente, considerando para isso seu histórico de consumo e demanda de energia conforme as tarifas estabelecidas pela ANEEL. A partir do ponto de vista do consumidor, é definida a sua alocação ótima na tarifa que resulte no menor custo, dado as características da sua curva de carga. O projeto é realizado a partir de uma amostra de clientes obtido do banco de dados sobre clientes da ENEL.

Levando em consideração que a ANEEL estuda a inserção de novas tarifas tanto para consumidores de média e alta tensão quanto para os consumidores de baixa tensão. A motivação do projeto surge em resposta aos casos em que muitos consumidores firmam o contrato de fornecimento de energia sem uma análise da curva de carga típica. O que acarreta na falta de informação suficiente para que se defina a alocação "ótima" quanto ao custo tarifário. Em análise das curvas de carga, busca-se saber não apenas o enquadramento, mas também se a mesma é influenciada pela definição da demanda contratada. Um dos fatores que também contribui para as alocações inadequadas seria a escassez de profissionais voltado para a área de apoio a métodos de decisão no quadro de técnico/especialistas dos consumidores destas classes de média e alta tensão.

Palavras-chave: Consumidor MT e AT; alocação tarifária; otimização

Verification of the tariff structure of medium and high voltage clients captive to a distribution via simulation

Abstract

The purpose of the Project is to verify the tariff allocations of captive medium and high voltage consumers of a distributor, quantitatively judging the cost of energy from the perspective of the consumer. The project optimizes the customer's tariff framework, taking into account its history of consumption and energy demand, according to tariffs established by ANEEL. From the point of view of the consumer, his optimal allocation is defined in the tariff that results in the lowest cost, given the characteristics of his load curve. The project is carried out from a sample of clients obtained from the ENEL customer database.

Taking into account that ANEEL studies the insertion of new tariffs for both medium and high voltage consumers and low voltage consumers. The motivation of the project comes in response to cases where many consumers enter into the power supply contract without a typical load curve analysis. This entails the lack of sufficient information to define the "optimal" allocation for tariff costs. In the analysis of the load curves, we seek to know not only the framework, but also whether it is influenced by the definition of contracted demand. One of the factors that also contributes to the inadequate allocations would be the shortage of professionals focused on the area of support for decision-making methods within the framework of technical / consumer specialists of these medium and high voltage classes.

Keywords: medium and high voltage consumers; tariff allocation; optimization

1. Introdução.....	1
a. Setor Elétrico – Status quo	1
b. Agentes do Setor	1
i) Mercado consumidor de energia elétrica.....	2
ii) Órgãos Responsáveis pelas Políticas energéticas aplicadas ao Setor Elétrico.....	3
c. Objetivo do Projeto.....	4
d. Estrutura do projeto	4
2. Política tarifária	5
a. Composição tarifária.....	5
b. Parcela A	6
i) Custo de Aquisição de Energia	6
ii) Custo com Transporte de Energia	6
iii) Encargos Setoriais	7
c. Parcela B	7
i) Custos Operacionais.....	7
ii) Cota de depreciação & Remuneração do Investimento.....	7
iii) Receitas Irrecuperáveis	8
iv) Outras Receitas.....	8
d. Reajuste Tarifário	9
e. IGP-M & Fator X.....	9
f. Estrutura tarifária para consumidores cativos	10
g. Tarifas para consumidores de baixa tensão	10
i) Tarifa Social de Energia Elétrica.....	11
ii) Tarifa Amarela	11
iii) Tarifa Branca.....	12
h. Tarifas para consumidores de média e alta tensão	14
i) Tarifa Convencional Binômia.....	14
ii) THS Verde	14

iii) THS Azul.....	15
3. Método de Aplicação das Tarifas de Energia Elétrica.....	17
a. Cálculo da Tarifa Convencional Binômia.....	17
b. Cálculo da THS Verde.....	18
c. Cálculo da THS Azul	18
d. Simulação das Tarifas	20
i) Conversão para a Tarifa Horó-Sazonal Verde	20
ii) Conversão para a Tarifa Horó-Sazonal Azul.....	20
e. Cálculo de Demandas Contratadas Otimizadas	21
4. Algoritmo de simulação	23
a. Validação de clientes aptos para a simulação	23
b. Aplicação de tarifas	26
c. Nova Alocação Tarifária	27
d. Alocação Otimizada	28
5. Conclusões	31
a. Recomendações para estudos futuros	31
Referências	32



Lista de Figuras

Figura 1 - Mercados de energia elétrica, adaptado de Tractebel Energia S.A.(2015)	3
Figura 2 - Estrutura do setor elétrico, site da CCEE(2017).....	3
Figura 3 - Proporção de custos na tarifa, site da ANEEL (2017).....	5
Figura 4 - receitas irrecuperáveis, site da ANEEL (2010).....	8
Figura 5 - comparativo tarifa branca - convencional, site da ANEEL (2017)	13
Figura 6 - Problema de programação linear genérico.....	21
Figura 7 - Problema de programação linear para determinar demanda contratada (DC)	21

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Subgrupos do grupo A, adaptada do site da ANEEL (2017).....	10
Tabela 2 - Subgrupos do grupo B, adaptada da ANEEL (2017).	10
Tabela 3 - tabela de descontos sociais, adaptado do site da ANEEL (2017)	11
Tabela 4 - tarifa amarela, adaptada da Copel (2017)	12
Tabela 5 - feriados nacionais, adaptado da ANEEL (2017)	13
Tabela 6 - estrutura tarifária grupo A, adaptado do D'Ávila (2011)	15
Tabela 7 - Tarifa convencional binômia da ENEL (Informativo Tarifário Energia Elétrica, MME, 2014)	18
Tabela 8 - THS verde da ENEL (Informativo Tarifário Energia Elétrica, MME, 2014)	18
Tabela 9 - THS azul da ENEL, (Informativo Tarifário Energia Elétrica, MME, 2014)	19
Tabela 10 - Distribuição dos clientes por faixa de tensão e tarifa (valores brutos).....	23
Tabela 11 - Distribuição dos clientes por faixa de tensão e tarifa (valores percentuais)	23
Tabela 12 - Clientes selecionados após aplicação de filtro (valores brutos)	24
Tabela 13 - Clientes selecionados após aplicação de filtro (valores percentuais)	24
Tabela 14 - Distribuição de clientes excluindo os "Não-Informados" (valores brutos).....	24
Tabela 15 - Distribuição de clientes excluindo os "Não-Informados" (valores percentuais)	25
Tabela 16 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário (em GWh) – de 2008 a 2010	25
Tabela 17 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário – de 2008 a 2010 (valores percentuais)	25
Tabela 18 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário dos clientes selecionado na amostra conforme tabela 12 – de 2008 a 2010 (valores absolutos)	26

Tabela 19 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário dos clientes selecionado na amostra conforme tabela 12 – de 2008 a 2010 (em valores percentuais)	26
Tabela 20 - Alocação ótima dos clientes da amostra (tabela 12) após a aplicação do algoritmo (valores absolutos)	27
Tabela 21 - Alocação ótima dos clientes da amostra (tabela 12) após a aplicação do algoritmo (valores percentuais)	27
Tabela 22 - Comparação da distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) realocação por faixa de tensão (valores absolutos)	27
Tabela 23 - Comparação da distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) realocação por faixa de tensão (valores percentuais)	28
Tabela 24 - Comparação da distribuição dentre as alocações e a otimizada dos clientes da amostra (tabela 12) (valores absolutos)	28
Tabela 25 - Comparação da distribuição dentre as alocações e a otimizada dos clientes da amostra (tabela 12) (valores percentuais)	29
Tabela 26 - Comparação entre as alocações quanto as distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) por faixa de tensão (valores absolutos)...	29
Tabela 27 - Comparação entre as alocações quanto as distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) por faixa de tensão (valores percentuais)	29
Tabela 28 - deslocamento de clientes da amostra (tabela 12) entre as alocações ótima e otimizada (valores absolutos)	30

1. Introdução

Os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica vêm passando por fortes transformações tecnológicas no mundo, motivadas pelo crescente aumento da demanda e pela necessidade de melhoria de indicadores de qualidade e eficiência operacional.

Segundo Danilo (2016), *“Contextualmente é possível dividir as redes elétricas inteligentes em três grandes blocos, sendo o primeiro relacionado à geração, transmissão e distribuição de energia, onde nesse bloco o principal desafio é melhorar a qualidade da energia, provendo uma maior confiabilidade ao sistema. O segundo bloco relacionado ao sistema de medição, que deve ser inteligente a ponto de suportar toda a transformação desejada. E o terceiro bloco voltado para o consumo, que deve ser gerenciável de tal forma que permita uma postura ativa do consumidor. A ligação desses blocos por uma sólida e segura camada de infraestrutura de telecomunicação e tecnologia da informação proporcionará aos atores as informações necessárias para os novos conceitos e funcionalidades que se espera nos projetos de redes elétricas inteligentes.”*

As transformações tecnológicas, que abrangem toda a estrutura do sistema elétrico, vêm sendo determinadas pelas redes elétricas inteligentes (smart grids). O desenvolvimento das redes elétricas inteligentes não promove apenas uma inovação tecnológica, mas da nova infraestrutura que deve ser planejada e implementada sobre uma estrutura já existente, de forma lograr os objetivos desejados (Farhangi, 2010).

a. Setor Elétrico – Status quo

O novo modelo do setor elétrico, adotado em meados da década de 1990, estabeleceu a separação dos segmentos da indústria de energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização), antes reunidos em grandes empresas, predominantemente regionais.

Com a desverticalização da indústria de energia elétrica gerou a necessidade de criação de tarifas específicas para cada segmento e classe de consumo, com base, dentre outras variáveis, na responsabilidade de consumo de cada faixa de tensão. Essa “nova tarifa” foi concebida a partir de uma tarifa única de fornecimento, cujo desenho era executado em ambiente no qual as empresas eram, em sua maioria, verticalizada (Fugimoto, 2010).

Um dos aspectos mais importantes do novo modelo é o livre acesso ao sistema de transporte, transmissão e distribuição, que é elaborado seguindo os preceitos de modicidade tarifária e das regras de acesso as redes, definidas pela entidade reguladora. Para se obter um diálogo entre as mesmas é crucial que sejam definidas sob o mesmo propósito (Fugimoto, 2010).

A estrutura tarifária atualmente implementada pelo órgão regulador brasileiro, busca não somente a cobertura dos custos ótimos de manutenção do sistema de transporte de energia, mas também a distribuição desses custos de acordo com a responsabilidade que cada uma das faixas de tensão tem sobre o mesmo. No entanto, quando se observa a ótica do consumidor pouco se vê a observância do impacto da alocação tarifária no valor cobrado pelo consumo e demanda por energia.

A ausência desse questionamento gera um gap entre a receita auferida pela distribuidora e o montante necessário para a cobertura de seus custos de operação e manutenção e remuneração do capital investido. Especificamente do ponto de vista do consumidor MT e AT. O mesmo, necessariamente, deve optar por uma tarifa mais adequada à sua demanda por energia, apesar de, em diversas situações, o seu enquadramento tarifário não ser o mais adequado, gerando custos de energia mais altos.

b. Agentes do Setor

O setor de energia elétrica referente ao primeiro bloco sobre as redes elétricas inteligentes abrange os segmentos de geração, transmissão e distribuição com a inclusão da comercialização de energia. O Sistema Interligado Nacional (SIN) através do sistema de transmissão, interliga aproximadamente todo o setor de geração de energia elétrica do Brasil.

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) desenvolve as atividades de planejamento e programação da operação, de elaboração de estudos, normas e procedimentos técnico-operacionais, de coordenação, supervisão e controle da Rede de Operação do da SIN, bem como realiza atividades voltadas para a

administração dos serviços de transmissão e do uso do sistema de transmissão. No setor elétrico brasileiro atuam (CARVALHO, 2011):

- Instituições vinculadas ao poder executivo, que planejam, regulam fiscalizam, controlam e monitoram seu funcionamento;
- Agentes da indústria (geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras), que efetuam as transações econômicas necessárias para produção e distribuição de energia aos mercados consumidores;
- Outros agentes que buscam interesses próprios ou de um grupo (consumidores, investidores, sindicatos).

As distribuidoras são agentes titulares de concessão ou permissão de energia que integram a atividade de conexão e fornecimento de energia elétrica ao consumidor final (CARVALHO, 2011, seguindo para isso as diretrizes instituídas pelo agente regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Ou seja, a fonte de receita para as concessionárias/permissionárias advém da tarifa de fornecimento de energia elétrica, onde são também recolhidos custos associados as atividades de transmissão e de aquisição de energia.

Conforme definido no modelo do setor elétrico, os segmentos de geração e comercialização são ditos competitivos e assim não requerem forte regulação econômica, ao contrário dos segmentos de transmissão e distribuição que, por terem características de monopólios naturais, são regulados tanto técnica como economicamente pela ANEEL (Fugimoto,2010).

i) Mercado consumidor de energia elétrica

O mercado consumidor de energia elétrica é composto por pessoas físicas ou jurídicas que solicitam o fornecimento de energia e assumem a responsabilidade pelo pagamento das faturas e outras obrigações fixadas pela ANEEL (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011).

Nesse mercado, a CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA) é responsável pela contabilidade dos contratos de fornecimento entre gerador e distribuidora. Com relação aos consumidores, estes, segundo ela, podem ser de 2 tipos:

- Consumidor cativo é aquele cujo fornecedor de energia é obrigatoriamente o agente distribuidor que detém o serviço de concessão para localidade na qual se encontra instalado, transporte e energia (TUSD e TE, respectivamente). O consumidor cativo pode ser classificado como consumidor grupo A (alta e média tensão) ou consumidor grupo B (baixa tensão).
- Consumidor livre é aquele cujo fornecedor de energia lhe é facultado escolher através da livre negociação entre agentes de geração ou de comercialização, embora ainda paguem a distribuidora apenas o uso da infraestrutura de distribuição (TUSD). Pela regulamentação vigente apenas os grandes consumidores podem optar por serem livres, pois devem possuir uma demanda de energia acima de 500 kW.

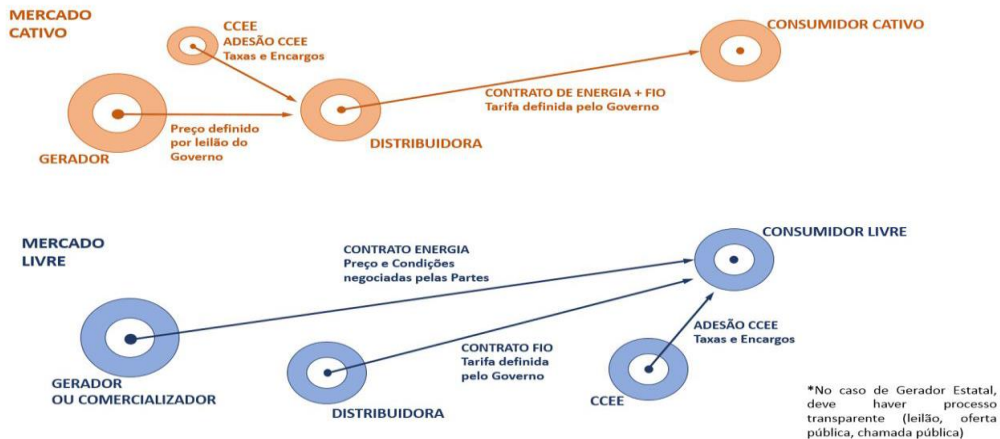


Figura 1 - Mercados de energia elétrica, adaptado de Tractebel Energia S.A.(2015)

ii) Órgãos Responsáveis pelas Políticas energéticas aplicadas ao Setor Elétrico

O CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República que define políticas e diretrizes de energia que assegurando o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país. O mesmo também é responsável pela revisão periódica da matriz energética, bem como os usos de combustíveis como gás natural, álcool, de outras biomassas, carvão e da energia termonuclear, e pela importação e a exportação de petróleo e gás natural.

O MME (Ministério de Minas e Energia) é o órgão do governo federal responsável pela formulação e a implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE (CCEE, 2017).

O CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) é o órgão sob coordenação direta do Ministério de Minas e Energia - MME, criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional e elaborar de propostas para ajustes e ações preventivas para garantir a segurança do abastecimento (CCEE, 2017).

A EPE é uma instituição também vinculada ao Ministério de Minas e Energia cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (CCEE, 2017).

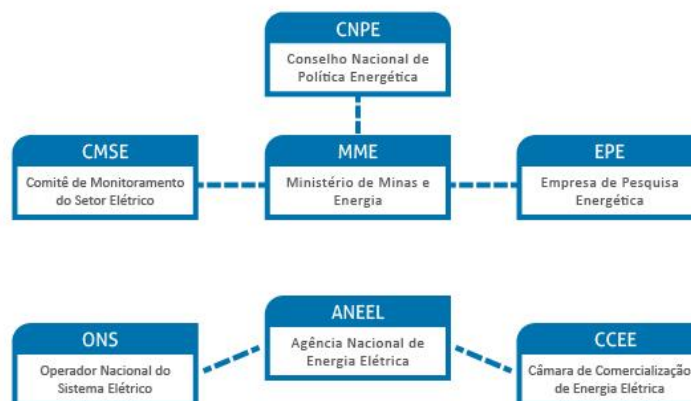


Figura 2 - Estrutura do setor elétrico, site da CCEE(2017).

c. Objetivo do Projeto

O projeto tem como objetivo a analisar o atual enquadramento dos consumidores de média e alta tensão, via simulação, a fim de determinar se o atual enquadramento tarifário é o mais adequado sob a ótica do consumidor. Ou seja, se analisa se o consumidor está minimizando o seu custo de energia.

Essa análise é efetuada a partir dos dados históricos medidos pela distribuidora para a sua base de clientes de alta e média tensão, sendo, em um primeiro momento calculados os custos de energia associados a todas as tarifas aplicáveis a um dado consumidor. Caso o consumidor não esteja corretamente enquadrado na sua tarifa atual, o mesmo é realocado automaticamente na melhor tarifa a ele aplicada. Em um segundo momento é efetuada a otimização da demanda contratada pelos consumidores, adequando-a, de forma a minimizar os custos dessa contratação de energia.

d. Estrutura do projeto

O projeto é composto por cinco capítulos, incluindo a introdução, que apresenta a motivação para o desenvolvimento do estudo, seu objetivo principal e objetivos secundários, bem como como os demais capítulos estão organizados.

O segundo capítulo fornece uma descrição do setor elétrico segundo as instituições administrativas e políticas e como elas se relacionam. Ademais disso, apresenta uma contextualização detalhada sobre a estrutura tarifária e dos componentes tarifários. A ideia por trás desse capítulo é a de determinar os custos inerentes às tarifas bem como especificar as tarifas praticadas para o grupo de consumidores.

O terceiro capítulo contém a metodologia aplicada ao no estudo, e no quarto capítulo são apresentados os resultados da aplicação. O quinto e último capítulo elenca as principais conclusões do estudo, e faz recomendações de trabalhos futuros.

2. Política tarifária

É necessária a aplicação de tarifas que remunerem o serviço de energia elétrica de forma adequada, a fim de viabilizar a estrutura para manter o serviço com qualidade e que crie incentivos para eficiência. Seguindo tais preceitos, a ANEEL desenvolve metodologias de cálculo tarifário para segmentos do setor elétrico descritos anteriormente considerando fatores como a infraestrutura de geração, transmissão e distribuição, bem como fatores econômicos de incentivos à modicidade tarifária e sinalização ao mercado.

a. Composição tarifária

Segundo a ANEEL, "a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas."

A tarifa de fornecimento de energia é segregada em tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de energia (TE). A TUSD corresponde aos custos operacionais para distribuição de energia enquanto, a TE, aos custos associados a compra de energia. Assim, consumidor cativo paga TUSD e TE às empresas distribuidoras de energia elétrica enquanto, o consumidor livre, apenas TUSD (CARVALHO, 2011).

Para o serviço de transporte entrega a energia exercida pela distribuidora, consideram-se os custos que podem ser classificados em dois tipos:

- Parcela A;
- Parcela B.

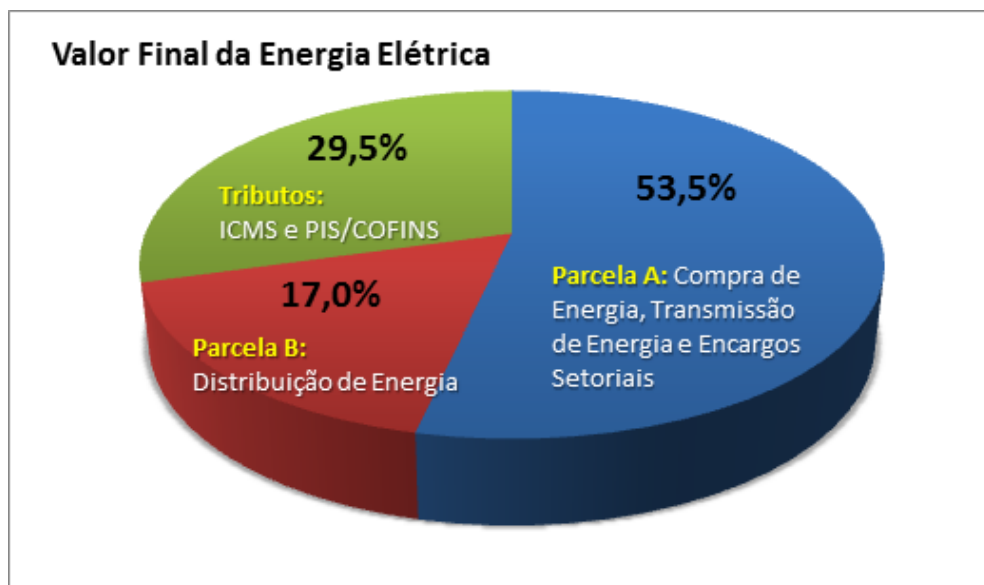


Figura 3 - Proporção de custos na tarifa, site da ANEEL (2017).

O gráfico acima revela que a parcela A, que está diretamente ligada a aquisição de energia representa maior parte da composição dos custos da distribuidora.

b. Parcela A

A Parcela A envolve os custos arcados pela distribuidora devido às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais, são custos não gerenciáveis pela distribuidora nem por sua gestão.

i) Custo de Aquisição de Energia

O custo de energia inclui a energia requerida para atendimento do mercado e as perdas de energia, com uma certa redução por parte da energia do Proinfa. Existem diversas modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica para o cumprimento do contrato para atendimento ao mercado de distribuição.

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

ii) Custo com Transporte de Energia

Os custos de transporte de energia considera a demanda contratada ao longo período de referência, projetados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data do processo tarifário.

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

iii) Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são instituídos por leis, podendo incidir sobre o custo da distribuição ou sobre embutidos nos custos de geração e de transmissão. São repassados aos consumidores é em vista de garantir do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH;
- Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE;
- Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – NOS.

c. Parcela B

Os custos diretamente gerenciáveis das distribuidoras compõem a Parcela B, se tratando de custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos as diretrizes tomadas pela empresa.

i) Custos Operacionais

Os custos operacionais estão associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, tais como:

- Custos com leitura e entrega de faturas;
- Vistoria de unidades consumidoras;
- Podas de árvores;
- Operação de subestações;
- Combate às perdas;
- Administração;
- Contabilidade;

ii) Cota de depreciação & Remuneração do Investimento

Segundo a ANEEL, a remuneração do investimento é obtida através do custo do capital e da base de remuneração, consistindo no montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores. Enquanto o custo do capital é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco inerente a atividade. Analiticamente representado pela taxa de juros que as empresas usam para calcular o valor do dinheiro no tempo.

A composição do custo de capital é chamada de estrutura de capital, esta diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

Em 2015, foi aumentada a taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras, de modo a cobrir o alto risco por investir no setor de distribuição de energia no Brasil. O custo de capital tende a reduzir com a redução de risco, incluindo o compromisso com os contratos de concessão.

iii) Receitas Irrecuperáveis

Segundo a ANEEL (2017), A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total da fatura da empresa que, por sua vez, apresenta baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. É considerada pela ANEEL nos itens de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária, concluído em 2005, por representa uma perda financeira esperada pela distribuidora e compõe a tarifa dos consumidores.

O gráfico abaixo revela o percentual de inadimplência ao decorrer dos meses a partir dos faturamentos não recebidos, ao persistir uma taxa de inadimplência além de 49 meses esta é considerada como uma receita irrecuperável.

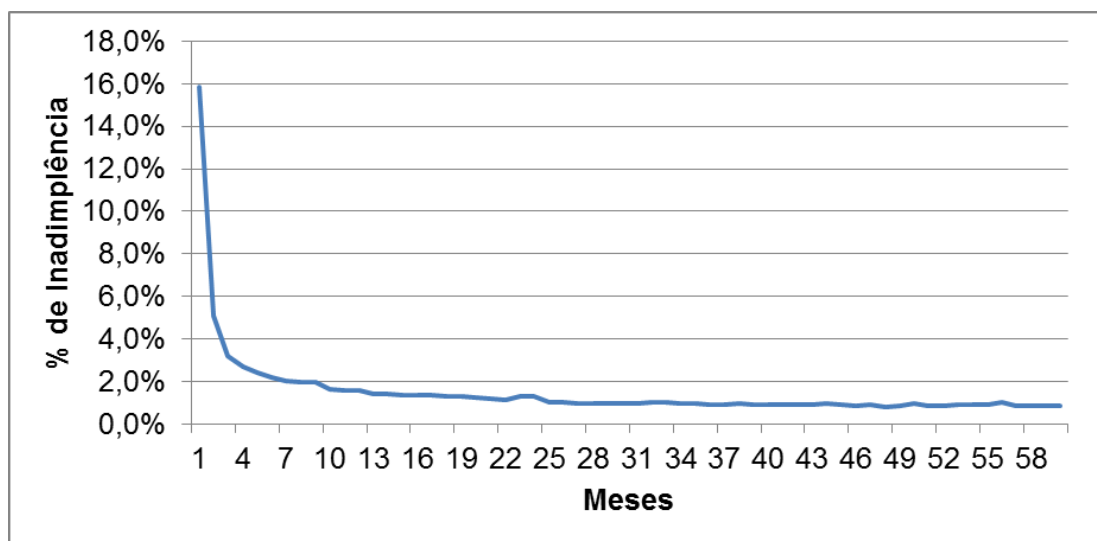


Figura 4 - receitas irrecuperáveis, site da ANEEL (2010).

As receitas irrecuperáveis são baseadas no método de *yardstick competition*, para simular a competição entre as empresas respeitando os ambientes de atuação diferenciados das distribuidoras quanto ao porte e as características socioeconômicas das áreas de concessão.

iv) Outras Receitas

Segundo a ANEEL (2017), "As outras receitas são abatidas no cálculo das tarifas, provenientes de fontes de atividades relacionadas com a concessão de serviço público sendo receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias."

As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica consistem nos serviços direcionados ao fornecimento de energia elétrica. As atividades acessórias podem ser próprias, geralmente no âmbito das atividades regulada, prestada somente pela distribuidora e passível de fiscalização, ou complementares, que se caracterizam como atividades não reguladas, cujo serviço está focado para o serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora como por terceiros.

As atividades acessórias próprias:

- Arrecadação de convênios;
- Compartilhamento de infraestrutura;
- Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras.

As atividades acessórias complementares:

- Elaboração de projeto;
- Construção, expansão, manutenção, operação ou reforma de rede interna de unidades consumidoras.

d. Reajuste Tarifário

Segundo a ANEEL, o reajuste "é um dos mecanismos de atualização do valor da energia a ser paga pelo consumidor, aplicado anualmente, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão, com o objetivo de restabelecer o poder de compra da concessionária."

Quanto ao cálculo a ANEEL (2017) informa que "a aplicação da fórmula de reajuste são repassadas as variações dos custos de Parcela A. A tarifa de energia no Brasil segue uma regulamentação específica, é determinada pela ANEEL, por distribuidora, a cada ciclo tarifário, que pode variar de acordo com a distribuidora, em geral, a cada quatro anos. No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante (IGP-M ou IPCA), subtraído de um fator de eficiência chamado fator X."

$$\text{Parcela A(atualizada)} + (\text{parcela b}) \times (\text{IGP-M} - \text{fator X})$$

e. IGP-M & Fator X

Segundo a ANEEL, "o IGP-M (Índice Geral de Preços - Mercado) é o indicador de inflação definido nos contratos de concessão para a atualização monetária dos custos gerenciáveis, é divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e disponibilizado no site do Banco Central, normalmente utilizado pelo setor elétrico."

De acordo com a ANEEL, complementa que "o fator X é o índice definido pela ANEEL durante a época da revisão tarifária, repassando para o consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes. Trata-se de um percentual que será abatido pelo IGP-M nos reajustes tarifários anuais posteriores à revisão periódica"

O Fator X é composto por 3 componentes:

- Um componente que mensura os ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica;
- Um componente que avalia a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores;
- Um componente que ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente;

f. Estrutura tarifária para consumidores cativos

Os consumidores no Brasil são classificados em dois grupos, grupo A e grupo B. O grupo A engloba os consumidores que apresentam nível de tensão acima de 2,3 kV. Enquanto o grupo B, consequentemente os consumidores com um nível de tensão abaixo de 2,3 kV.

Os subgrupos são agrupamentos de classificações de consumidores quanto a sua faixa de tensão a qual são atendidos pelo sistema.

Subgrupos do Grupo A – Média e Alta Tensão	
A1	Para nível de tensão ≥ 230 kV
A2	Para nível de tensão entre 88 a 138 kV
A3	Para nível de tensão de 69 kV
A3a	Para nível de tensão entre 30 a 44 kV
A4	Para nível de tensão entre 2,3 e 25 kV
A5	Para sistema subterrâneo

Tabela 1 - Subgrupos do grupo A, adaptada do site da ANEEL (2017).

Subgrupos do Grupo B – Baixa Tensão	
B1	residencial/ residencial baixa renda
B2	rural / cooperativa rural / serviço público de irrigação
B3	não residencial nem rural
B4	iluminação pública

Tabela 2 - Subgrupos do grupo B, adaptada da ANEEL (2017).

g. Tarifas para consumidores de baixa tensão

No grupo B a tarifação é a ser cobrada é a convencional monômnia, ou seja, não há tarifação da demanda de potência, apenas do consumo de energia elétrica.

O sistema de bandeiras tarifárias foi introduzido em 2015, o sistema sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. O funcionamento é simples: as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade.

A introdução do sistema de bandeiras, visa tornar a conta de luz mais transparente e o consumidor tem a melhor informação para usar a energia elétrica de forma mais consciente.

- Bandeira verde: condições bastantes favoráveis de geração de energia sem ocorrer acréscimo na tarifa;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis, havendo a necessidade de acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração, acrescentando R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora consumido a tarifa.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições muito custosas de geração, neste caso haverá o acréscimo máximo de R\$ 0,05 para cada quilowatt-hora consumido.

O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN, o que inclui todos os estados do país com exceção de Roraima. Desde 1º de julho de 2015, o sistema de bandeiras passou a ser aplicado também pelas permissionárias de distribuição de energia.

i) Tarifa Social de Energia Elétrica

A Tarifa Social de Energia Elétrica, regulamentada pela Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e pelo Decreto nº 7.583, de 13 de outubro de 2011, visa descontos sobre a tarifa aplicável aos consumidores pertencentes à classe residencial. A tabela abaixo discrimina os possíveis descontos de acordo com as condições dos consumidores.

Parcela de Consumo Mensal (PCM)	Desconto
PCM ≤ 30 kWh	65%
30 kWh < PCM ≤ 100 kWh	40%
100 kWh < PCM ≤ 220 kWh	10%
220 kWh < PCM	0%

Tabela 3 - tabela de descontos sociais, adaptado do site da ANEEL (2017)

ii) Tarifa Amarela

O Projeto Tarifa Amarela iniciou-se na COPEL em meados de 1994, consolidando-se com a edição do Relatório do Plano do Projeto. Neste plano, previam-se três grandes fases para a implementação do projeto.

Planejamento Operacional, que foi publicado em setembro do mesmo ano para Implantação do Projeto Piloto. Previu-se a comercialização da nova tarifa primeiramente a ser incrementada em uma amostra de clientes da classe Residencial, em 1996 seguido da amostra de clientes das Classes Comercial e Industrial, em 1997.

Experimento, correspondente ao Projeto Piloto, em que se constatou uma aprovação abundante dentre a amostragem, bem como um valor eficiente para a tarifa. No entanto, o sistema de medição que induzia a implementação de um novo medidor para horário Ponta não foi aprovado devido aos altos custos, sendo considerado a adesão de novas tecnologias na fase de padronização.

Na Tabela 4, mostra-se a estrutura da Tarifa Amarela recomendada para o Projeto Piloto, comparativamente com a Tarifa Normal.

Modalidade Tarifária	Preço na Ponta (R\$/MWh)	Preço Fora da Ponta (R\$/MWh)
Amarela	425,82	70,96
Normal	131,53	131,53
Diferença	223,70%	-46,10%

Tabela 4 - tarifa amarela, adaptada da Copel (2017)

Padronização, quando a nova tarifa, desde que recomendada, seria estendida para os demais clientes da COPEL. Por enquanto, o público alvo clientes que utilizam ou estão propensos a utilizar novos aparelhos elétricos que proporcionam maior conforto, notadamente para climatização de ambiente e aquecimento de água, pretendendo-se a criação de programas de incentivo a aquisição desses aparelhos.

iii) Tarifa Branca

A modalidade tarifária horária branca é aplicável às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica por implementar os postos tarifários de utilização do dia, considerando-se:

- Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário ponta;
- Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário; e
- Uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora-ponta sendo denominada pela multiplicação do fator k_z com a tarifa convencional.

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 (Resolução Normativa ANEEL - REN nº 414/2010).

Horário de ponta, ou *peak* refere-se ao período composto por 3 horas diárias consecutivas e fixas em que geralmente há a ocorrência do maior patamar de demanda do dia. Horário fora de ponta, ou *off-peak* refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca). O horário intermediário, ou *shoulder* refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta.

O horário de ponta e intermediário é aplicado à todos os dias do ano, exceto aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados.

Dia e Mês	Feriados Nacionais	Leis Federais
01 de Janeiro	Confraternização Universal	662, de 06/04/1949
21 de Abril	Tiradentes	662, de 06/04/1949
01 de Maio	Dia do Trabalho	662, de 06/04/1949
07 de Setembro	Independência	662, de 06/04/1949
12 de Outubro	Nossa Senhora Aparecida	6802, de 30/06/1980
02 de Novembro	Finados	662, de 06/04/1949
15 de Novembro	Proclamação da República	662, de 06/04/1949
25 de Dezembro	Natal	662, de 06/04/1949

Tabela 5 - feriados nacionais, adaptado da ANEEL (2017)

Nesses dias de exceção, o consumo de energia elétrica é considerado como fora de ponta devido as curvas de carga do sistema demonstram que há uma menor utilização da energia, devido ao não funcionamento de muitos consumidores dos setores comerciais e industriais.

Este modelo tarifário, composto por valores diferenciados de tarifa, oferece incentivos financeiros aos consumidores para deslocarem suas cargas do horário de pico do sistema para os demais horários. Esse deslocamento do consumo contribuiria, para o alcance de uma maior homogeneidade na curva de carga do sistema e, conseqüentemente, na postergação dos investimentos em rede de distribuição, transmissão e no aumento da potência máxima de geração do país. Assim, a criação da tarifa branca incentiva o uso mais eficiente da rede e promove a sinalização de preços como um dos mecanismos indutores da modulação da carga (Limberger, 2014).

Em seu site, a ANEEL faz uma comparação ilustrativa entre a tarifa convencional e a nova tarifa a ser disponibilizada, em dias úteis e aos finais de semana e feriados.

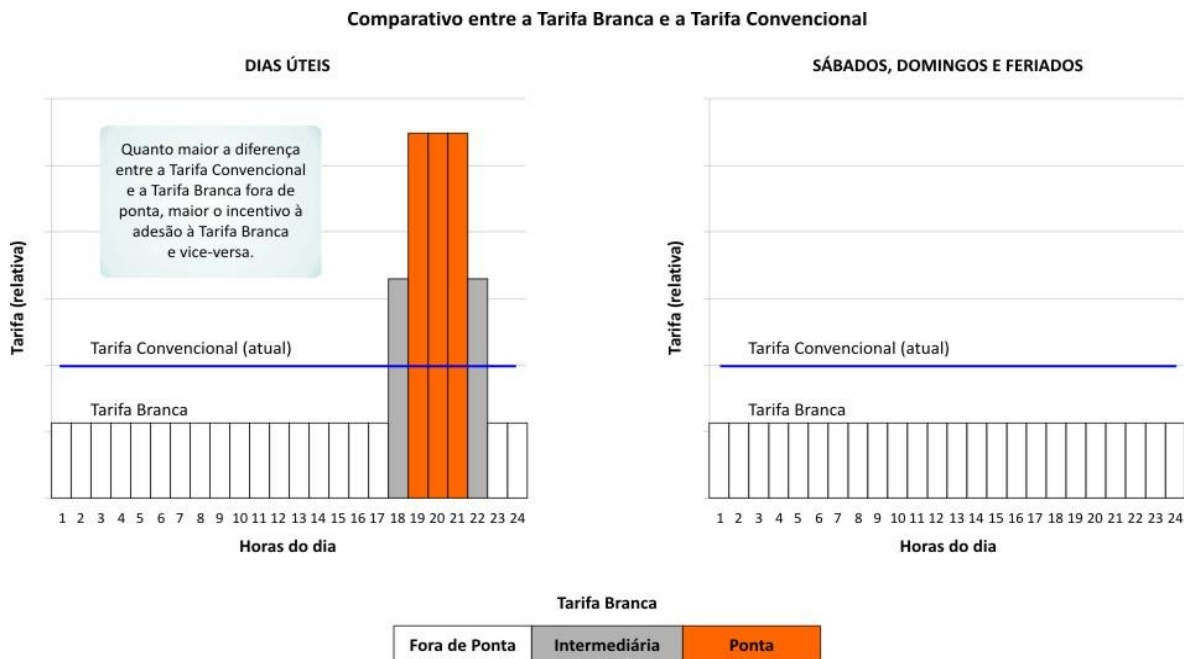


Figura 5 - comparativo tarifa branca - convencional, site da ANEEL (2017)

Na dissertação de Febroni, propôs-se uma nova metodologia baseada na simulação e otimização do parâmetro kz , para a observação do equilíbrio econômico e financeiro da tarifa, a modicidade tarifária.

Os resultados apresentados confirmam, em partes, que as preocupações são pertinentes, mas que cada classe deveria ser tratada de forma isolada na determinação do kz . Atualmente, a ANEEL atribui um kz único para as classes comercial e industrial, ambas pertencentes ao subgrupo denominado B3. Para o comercial, observa-se que a tarifa branca é factível, com taxas de adesão e deslocamento de cargas relevantes na metodologia proposta e, também, na avaliação do kz homologado. Já para o industrial, na metodologia proposta, nas distribuidoras avaliadas, o kz deveria ser tão alto a ponto de não oferecer incentivo para adesão, ou seja, os perfis de carga dessa classe, nessas distribuidoras, seriam diretamente beneficiados pela tarifa branca sem a necessidade de modulação (Febroni, 2016).

Como a Tarifa branca já está para entrar em execução em 2017 sem previsão de alterações na legislação da tarifa, é previsto uma enorme adesão dos maiores consumidores sem a alteração da curva de carga e gerando menor receita para as distribuidoras, endividando-as.

h. Tarifas para consumidores de média e alta tensão

Para os consumidores do grupo A existem três modalidades tarifárias disponíveis. A tarifa horo-sazonal verde (THS VERDE), a tarifa horo-sazonal azul (THS AZUL) e a modalidade convencional, que se difere pela cobrança de um valor único para a demanda e um valor único para o consumo, independente do horário de utilização.

i) Tarifa Convencional Binômia

A tarifa Convencional Binômia é uma modalidade para consumidores que não apresentam tensão superior a 69kV e nem demanda contratada superior a 300kW sendo opcional entre as horo-sazonais. Esta modalidade é similar a tarifa convencional oferecida para clientes de baixa tensão, com a peculiaridade da medição de demanda contratada.

A tarifa convencional segue a seguinte estrutura:

Demanda de potência(R\$/kW):

- Valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Valor único

ii) THS Verde

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica. A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com demanda contratada igual ou superior a 300kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência(R\$/kW):

- Valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS);

iii) THS Azul

A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica. Ela é aplicável obrigatoriamente às unidades atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV como visto anteriormente.

A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência(R\$/kW):

- Um valor para o horário de ponta;
- Um valor para o horário fora de ponta;

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS);

Nível de Tensão	Demanda de Potência	
	<300 kW	≥ 300 kW
A1	Obrigatório: Horo-sazonal Azul	Obrigatório: Horo-sazonal Azul
A2		
A3		
A3a	Opcional: Horo-sazonal Azul Horo-sazonal Verde	Obrigatório: Horo-sazonal
A4		
A5		

Tabela 6 - estrutura tarifária grupo A, adaptado do D'Ávila (2011)

Usualmente a tarifa horo-sazonal Azul apresenta uma taxa na demanda para horários ponta maior que sua taxa para horários fora de ponta, enquanto a tarifa horo-sazonal verde mantém o valor dos horários fora de ponta. Em contrapartida, a tarifa horo-sazonal Verde apresenta uma taxa no consumo para horários ponta maior que sua taxa para horários fora de ponta, enquanto a tarifa horo-sazonal azul mantém o valor dos horários fora de ponta.

Analisando as características das tarifas horo-sazonais, percebe-se que as curvas de carga dos consumidores naturalmente influenciam as escolhas de suas alocações tarifárias. A princípio pode-se julgar a tarifa horo-sazonal Azul preferível para os consumidores que apresentam uma curva de carga mais homogênea, em que seu consumo cresce de forma constante, sem apresentar picos na demanda e desse modo não sofrendo a penalidade de alta demanda nos horários de ponta. Enquanto a tarifa horo-sazonal Verde se torna preferível para os consumidores que apresentam grande variância na sua curva de carga, uma vez que pode levar a baixo consumo acumulado ao longo do período tanto ponta como fora-ponta, conseqüentemente a um baixo custo, e a altos picos de demanda, não havendo portanto grandes penalidades pelos picos de demanda pelo fato da taxa de demanda ser constante.

3. Método de Aplicação das Tarifas de Energia Elétrica

Para o cálculo do custo tarifário dos consumidores pertencentes a base de clientes da concessionária, foram respeitados o Manual Tarifário de Energia Elétrica (2011) homologado pelo MME e a homologação das tarifas de energia elétrica pela ENEL. A partir das informações dos dados mensais históricos de consumo e demanda é analisado o custo de todas as tarifas aplicáveis para o subgrupo ao qual cada um dos consumidores da base pertence.

Segundo o manual o Manual Tarifário de Energia Elétrica (2011) do MME, a demanda medida para um dado consumidor é a demanda máxima verificada ao longo do mês. Analogamente, deixando aparelhos ligados por 15 minutos, a demanda a ser considerada para fins tarifários será a maior demanda lida nesse espaço de tempo.

Sob todas as modalidades tarifárias incide o ICMS, com alíquotas variando de estado para estado. Sabe-se também que as tarifas são diferenciadas por concessionária e seus reajustes tarifários anualmente homologados pela ANEEL. Com isso, as homologadas para a ENEL são extraídas do próprio informativo tarifário do MME.

As faturas de energia elétrica expressam a unidade usada para o consumo de energia elétrica em kWh, porém a ANEEL divulga as tarifas de consumo em MWh, ou seja, é necessário uma conversão de unidade na parcela de consumo o (Manual Tarifário de Energia Elétrica (2011) do MME).

a. Cálculo da Tarifa Convencional Binômia

Segundo o manual o Manual Tarifário de Energia Elétrica (2011) do MME, *“O enquadramento na estrutura tarifária convencional exige um contrato específico com a concessionária, pactuando um único valor para a demanda contratada, independentemente dos horários ponta ou fora de ponta ou período do ano, seco ou úmido. Os únicos consumidores do Grupo A que podem optar por esta modalidade pertencem aos subgrupos A3a, A4 ou AS, respeitando as condições de uma demanda contratada for inferior a 300 kW e que não tenham ocorrido no período de 11 meses anteriores, 3 ultrapassagens consecutivas ou 6 quaisquer ultrapassagens do patamar de 300kW.”*

O cálculo do custo da parcela de consumo de energia é obtido seguindo a fórmula apresentada abaixo, onde se multiplica o consumo, em kWh, pela tarifa homologada, em R\$/kWh:

$$\text{Parcela de consumo} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Medido}$$

O custo associado a demanda é obtido multiplicando a Tarifa de Demanda pela maior demanda, entre a lida e a contratada, ao longo do período de 1 mês. É dada uma tolerância de até 10% de ultrapassagem da demanda, sendo somente cobrada tarifa de ultrapassagem nas situações onde a ultrapassagem for superior a mais de 10% da demanda contratada (Manual Tarifário de Energia Elétrica do MME, 2011). A seguir é apresentado o procedimento adotado para o cálculo do custo da demanda de energia:

$$\text{Parcela de demanda} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$$

A ultrapassagem é projetada apenas quando a demanda lida ultrapassa em mais de 10% a demanda contratada, neste caso multiplica-se pela tarifa de ultrapassagem. A Tarifa de Ultrapassagem corresponde a três vezes a tarifa de demanda:

$$\text{Tarifa de Ultrapassagem} = 3 \times \text{Tarifa de Demanda}$$

$$\text{Parcela de ultrapassagem} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$$

De acordo com o Informativo Tarifário Energia Elétrica (2014) do MME, existem discriminações para as tarifas de energia aplicadas aos clientes cativos de todas as distribuidoras. Como estamos apenas tratando da ENEL, abaixo são apresentadas as tarifas para cada subgrupo. É interessante mencionar que a tarifa de energia (TE) varia de acordo com a bandeira tarifária em vigor, sendo a mesma divulgada mensalmente pela ANEEL.

CONVENCIONAL	TUSD	TE(R\$/MWh)			
		2014	VERDE	AMARELA	VERMELHA
2014	DEMANDA (R\$/KW)	CONSUMO(R\$/MWh)			
A3a	41,95	36,61	165,14	180,14	195,14
A4	39,49	37,76	165,14	180,14	195,14

Tabela 7 - Tarifa convencional binômica da ENEL (Informativo Tarifário Energia Elétrica, MME, 2014)

b. Cálculo da THS Verde

A tarifa horo-sazonal verde é aplicável somente aos consumidores pertencentes aos subgrupos A3a, A4 e AS do grupo A, sendo definido na contratação de energia um único valor para demanda contratada, independente do posto tarifário. Ou seja, o custo do consumo é calculado considerando o consumo ponta e fora ponta, e o custo da demanda é calculado sem considerar variações de demanda na ponta e fora de ponta. O cálculo do custo associado a demanda contratada segue abaixo:

$$\text{Parcela de consumo} = \text{Tarifa de Consumo na ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta} + \text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta}$$

Existe uma diferenciação entre as tarifas praticadas no período seco (de maio a novembro) e no período úmido, sendo as tarifas do período úmido mais caro que as utilizadas para o período seco.

Como mencionado acima, a tarifa de demanda é única, não existindo variação entre postos tarifários e períodos do ano.

A seguir são apresentadas as tarifas homologadas pela ANEEL para a ENEL segundo o Informativo Tarifário de Energia Elétrica (2014) do MME.

VERDE	TUSD	TE(R\$/MWh)								
		2014	Demanda(R\$/KW)	Consumo(R\$/MWh)	Ponta			FPonta		
			Ponta	FPonta	verde	amarela	vermelha	verde	amarela	vermelha
A3a		14,37	969,11	36,61	260,46	275,46	290,46	156,47	171,47	186,47
A4		13,52	915,4	37,76	260,46	275,46	290,46	156,47	171,47	186,47

Tabela 8 - THS verde da ENEL (Informativo Tarifário Energia Elétrica, MME, 2014)

c. Cálculo da THS Azul

Todos os consumidores pertencentes aos subgrupos A1, A2 ou A3 são obrigados a adotar a tarifa horo-sazonal azul, sendo essa tarifa opcional para os demais consumidores do Grupo A (A3a, A4 e AS).

Diferente da tarifa horo-sazonal verde, na tarifa horo-sazonal azul, no contrato celebrado entre o consumidor e a distribuidora de energia devem estar especificadas as demandas contratadas por posto tarifário, ou seja, a demanda contratada para o horário de ponta e para o horário fora de ponta. Existe, portanto, na referida tarifa uma diferenciação das tarifas de demanda e de consumo de energia elétrica praticadas no horário de ponta e no horário fora de ponta.

As duas formulações a seguir apresentam o procedimento de cálculo do custo da energia associada ao consumo e a demanda de energia, respectivamente. Observa-se que, no caso da demanda, caso seja ultrapassada a demanda contratada no posto tarifário de ponta ou fora da ponta, será cobrada uma tarifa de ultrapassagem, correspondente a 3 vezes o valor da tarifa usual. Para os consumidores do subgrupo A1, A2 e A3 existe uma tolerância de 5% para a ultrapassagem enquanto para os demais consumidores do grupo A, essa tolerância é de 10%.

Parcela de consumo = Tarifa de Consumo na ponta x Consumo Medido na Ponta + Tarifa de Consumo fora de Ponta x Consumo Medido fora de Ponta

Parcela de demanda = Tarifa de Demanda na Ponta x Demanda Contratada na Ponta + Tarifa de Demanda fora de Ponta x Demanda Contratada fora de Ponta

Parcela de ultrapassagem = Tarifa de Ultrapassagem na Ponta x (Demanda Medida na Ponta - Demanda Contratada na Ponta) + Tarifa de Ultrapassagem fora de Ponta x (Demanda Medida fora de Ponta - Demanda Contratada fora de Ponta)

A seguir é apresentada a tabela resumo contendo as tarifas de consumo e de demanda, por posto tarifário e considerando as bandeiras tarifárias, homologadas pela ANEEL para a ENEL segundo o Informativo Tarifário de Energia Elétrica (2014) do MME.

AZUL	TUSD			TE(R\$/MWh)					
	Demanda(R\$/kW)		Consumo(R\$/MWh)	Ponta			Fponta		
2014	Ponta	FPonta		verde	amarela	vermelha	verde	amarela	vermelha
A2	11,89	4,12	20,36	260,46	275,46	290,46	156,47	171,47	186,47
A3	18,67	6,19	28,92	260,46	275,46	290,46	156,47	171,47	186,47
A3a	38,31	14,37	36,61	260,46	275,46	290,46	156,47	171,47	186,47
A4	36,06	13,52	37,76	260,46	275,46	290,46	156,47	171,47	186,47

Tabela 9 - THS azul da ENEL, (Informativo Tarifário Energia Elétrica, MME, 2014)

No procedimento de análise do enquadramento tarifário será analisado o quão bem enquadrados estão os consumidores existentes na base de dados da ENEL. Como os dados utilizados na análise são referentes ao ano de 2011, quando não haviam sido homologadas as bandeiras tarifárias, foi considerado, na análise, a aplicação da bandeira tarifária verde.

d. Simulação das Tarifas

Foram efetuadas adaptações para a utilização dos dados dos clientes, dependendo do tipo de tarifa por ele utilizada. Por exemplo, um consumidor pertencente a tarifa verde não possui dados de demanda por posto tarifário, gerando uma insuficiência de dados para análise do enquadramento na tarifa azul.

Dessa forma, faz-se necessária a estimação dos dados faltantes para o estudo de todas as tarifas, em particular para tornar viável THS Azul, a qual necessita a disponibilidade dos seguintes dados:

- Consumo no Horário Ponta;
- Consumo no Horário Fora-Ponta;
- Demanda Contratada no Horário Ponta;
- Demanda Contratada no Horário Fora-Ponta;
- Demanda Lida no Horário Ponta;
- Demanda Lida no Horário Fora-Ponta.

i) Conversão para a Tarifa Horo-Sazonal Verde

Para a análise considerando a THS Verde, foi necessária a conversão considerando uma demanda contratada única, independente do posto tarifário e o consumo por posto tarifário (ponta e fora ponta).

Portanto os dados para o cálculo são os que seguem:

- Consumo no Horário Ponta;
- Consumo no Horário Fora-Ponta;
- O máximo entre as demandas contratadas;
- O máximo entre as demandas lidas ponta e fora-ponta.

ii) Conversão para a Tarifa Horo-Sazonal Azul

Para os clientes que originalmente pertencentes a tarifa verde e convencional, existe somente discriminação da demanda contratada fora-ponta. Neste caso, converteu-se a demanda a partir da razão entre as demandas contratadas hora-ponta e fora-ponta, permitindo assim a simulação da contratação de demanda na tarifa horo-sazonal azul:

Portanto os dados para o cálculo são:

- Consumo no Horário Ponta;
- Consumo no Horário Fora-Ponta;
- Demandas contratadas no Horário Ponta estimadas;
- Demandas contratadas no Horário Fora-Ponta;
- As demandas lidas ponta e fora-ponta.

e. Cálculo de Demandas Contratadas Otimizadas

Uma vez que a demanda contratada trata-se de uma constante ao decorrer do tempo de leitura do consumidor, podemos interpretar, pela estrutura de cálculo da tarifa, que o caso da estimação de uma demanda contratada pode ser tratado como um problema de programação linear.

Busca-se aqui então a otimização do custo gerado pela tarifa de energia através da definição de um valor "ótimo" para a demanda contratada, sendo ela considerada uma variável de decisão. Como pode haver ultrapassagem da demanda são definidas 12 variáveis de folga no estudo, uma vez que a ultrapassagem entra no cálculo da tarifa a ser cobrada e, portanto, na definição da demanda.

Desse modo, tem-se a estrutura genérica de uma programação linear onde busca-se:

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{sujeito à: } & Ax \geq b \end{aligned}$$

Figura 6 - Problema de programação linear genérico

Em análise, tem-se que as variáveis de decisão que compõem o vetor x são 13, a demanda contratada anual, DC , sendo uma variável não negativa, e as 12 variáveis de folga, S_i , em que i irá de 1 até 12 correspondendo a cada mês de um ano. A variável de folga representa o máximo entre 0(zero) e a diferença entre a demanda contratada e a demanda lida em determinado mês.

A aplicação da tarifa, a função objetiva, $c^T x$, uma função linear, de acordo com as normas do manual da MME pode ser resumida pela estrutura abaixo:

$$\begin{aligned} \min \quad & (\text{preço da tarifa}) \cdot [12 \quad 3 \quad \dots \quad 3] \begin{bmatrix} DC \\ S_1 \\ \vdots \\ S_n \end{bmatrix} \\ \text{sujeito à: } & \begin{bmatrix} 1 & 1 & & & & \\ \vdots & & \ddots & & & \\ \vdots & & & \ddots & & \\ \vdots & & & & \ddots & \\ 1 & & & & & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} DC \\ S_1 \\ \vdots \\ S_n \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} DL_1 \\ \vdots \\ DL_n \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Figura 7 - Problema de programação linear para determinar demanda contratada (DC)

O coeficiente linear do vetor de custo " c " relacionado a demanda contratada será o preço tabelado pela ANEEL da tarifa multiplicado por 12 sendo o número do decorrer dos meses do ano estimado. Os coeficientes de cada variável de folga é o preço da tarifa determinado pela ANEEL multiplicado pela penalização proposta pelo Manual tarifário de Energia Elétrica do MME que seriam 3 vezes o valor da tarifa.



Todas as variáveis estão sujeitas restrições, estas sendo equações lineares tal que modelem os critérios adequados para se determinar os valores das variáveis. As restrições podem ser reescritas na forma matricial pela matriz A na figura 6, e demonstrada acima, figura 7, sendo cada linha da matriz representando o critério de que a demanda contratada somada a uma possível ultrapassagem representada pela variável de folga atendam a demanda do consumidor sendo esta a demanda lida, DL .

Portanto, por construção, retirando o valor do preço especificado para cada subgrupo pode ser desconsiderado e a programação linear estará adequada para todos os consumidores.

4. Algoritmo de simulação

Para a simulação de Tarifas foi utilizado o RStudio, software livre para tratamento de dados e análise de dados.

Com a importação da base de dados original para o software RStudio, foram feitas análises de dados faltantes e identificação de valores nulos existentes nas leituras mensais de consumo e demanda dos clientes. Para efetuar essa análise foram criadas duas variáveis que identificaram a quantidade de dados faltante e de leituras nulas, definindo-se assim um critério de filtragem dos dados, ou seja, um processo para seleção dos clientes da base de dados.

Em função dessas duas variáveis, serão selecionados clientes sem nenhum valor faltante ou leitura nula em sua curva de demanda. O objetivo dessa filtragem na base de dados é o de evitar distorções nas análises.

a. Validação de clientes aptos para a simulação

Após a seleção de clientes próprios para o estudo, confere-se a validade da amostra retirada pela proporção de subgrupos, e alocações tarifárias de modo que respeite quantitativamente a mesma distribuição dentre todos os clientes da base de dados original. Nesta etapa serão considerados os clientes que estão precisamente classificados quanto aos atributos citados.

A tabela abaixo mostra como se encontra a distribuição de clientes com relação ao seu subgrupo de tensão e alocação tarifária atual antes de qualquer filtragem, ou seja, a distribuição original da base de dados com relação a opção tarifária que será julgada ao longo das análises.

Subgrupo	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	NAO INFORMADO	Total Geral
A2			4		4
A3			5		5
A4	3.186	2.397			5.583
NAO INFORMADO				445	445
Total Geral	3.186	2.397	9	445	6.037

Tabela 10 - Distribuição dos clientes por faixa de tensão e tarifa (valores brutos)

Agora, em índices relativos podemos ver o quão significativo é a quantidade de clientes que se encontram em cada alocação tarifária dentro da quantidade total.

Subgrupo	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	NAO INFORMADO
A2			0,07%	
A3			0,08%	
A4	52,77%	39,71%		
NAO INFORMADO				7,37%

Tabela 11 - Distribuição dos clientes por faixa de tensão e tarifa (valores percentuais)

Aplicando o filtro na amostragem em função da quantidade de informação que eles apresentavam, optou-se por excluir os clientes que apresentavam qualquer dado faltante ou leitura nula, com relação somente aos dados de leitura, os quais seriam os consumos ativos de hora-ponta e fora-ponta, demandas lidas de hora-ponta e fora-ponta.

Abaixo tem-se o resultado da distribuição de clientes que compõem a amostra de acordo com o subgrupo e alocação original da base de dados.

Subgrupo	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul
A2			1
A3			4
A4	1	693	

Tabela 12 - Clientes selecionados após aplicação de filtro (valores brutos)

Observe que os 3.186 clientes convencionais tiveram que ser omitidos do estudo pois estes não apresentam dados de consumo e demanda segregados por horários de ponta e fora ponta, o que não permite a simulação de tarifas horo-sazonal.

Em índices relativos é possível comparar as composições entre a amostra e a base de dados.

Subgrupo	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul
A2			0,14%
A3			0,57%
A4	0,14%	99,14%	

Tabela 13 - Clientes selecionados após aplicação de filtro (valores percentuais)

Nota-se que ocorreu remoção dos clientes que estavam classificados como "não informados", estes estavam classificados desse modo, pois ora não apresentavam sua tensão, ora não haviam informado a opção tarifária que estariam submetidos.

Dessa forma, optou-se pela remoção dos clientes classificados como "não - informados" para a comparação da distribuição dos clientes selecionados, os quais apresentam todos os dados de leitura ao longo do período.

Subgrupo	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	Total Geral
A2			4	4
A3			5	5
A4	3.186	2.397		5.583
Total Geral	3.186	2.397	9	5.592

Tabela 14 - Distribuição de clientes excluindo os "Não-Informados" (valores brutos)

Subgrupo	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul
A2			0,07%
A3			0,09%
A4	56,97%	42,86%	

Tabela 15 - Distribuição de clientes excluindo os "Não-Informados" (valores percentuais)

Conforme observado, as distribuições não correspondem fielmente a distribuição original quanto a classificação com o subgrupo. Sendo assim, optou-se por uma comparação através da análise de mercado do consumo de energia.

O objetivo é comparar o consumo ativo dos clientes de modo que apresentem pesos proporcionais do ponto de vista da distribuidora pela tarifa ao aplicar no consumo.

Consumo GWh	Soma de Consumo Ativo Fp	Soma de Consumo Ativo Hp
A2	588,76	38,02
A3	149,34	11,83
A4	5.184,15	244,92
NAO INFORMADO	573,30	43,40
Total Geral	6.495,56	338,17

Tabela 16 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário (em GWh) – de 2008 a 2010

Como a amostra não apresenta clientes classificados como "Não Informado", o estudo sobre o consumo ativo da base de dados com ausência destes mesmos consumidores se torna mais adequado. A tabela abaixo demonstra os índices relativos da base de dados com relação ao consumo ativo sem considerar a participação dos clientes "Não Informados".

Consumo GWh	Soma de Consumo Ativo Fp	Soma de Consumo Ativo Hp
A2	9,47%	0,61%
A3	2,40%	0,19%
A4	83,39%	3,94%

Tabela 17 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário – de 2008 a 2010 (valores percentuais)

Como observado, o esperado pela análise de mercado, deve-se apresentar maior do consumo ativo nos horários fora ponta, sendo a maior fatia de consumo em todos os clientes do grupo A. Análise análoga é realizada para os clientes selecionados na amostra conforme a tabela 12

Consumo selecionado GWh	Soma de Consumo Ativo Fp	Soma de Consumo Ativo Hp	Total Geral
A2	141,76	13,24	155,01
A3	351,92	25,82	377,74
A4	3.601,08	261,86	3.862,94
Total Geral	4.094,76	300,92	4.395,69

Tabela 18 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário dos clientes selecionado na amostra conforme tabela 12 – de 2008 a 2010 (valores absolutos)

Consumo selecionado GWh	Soma de Consumo Ativo Fp	Soma de Consumo Ativo Hp
A2	3,23%	0,30%
A3	8,01%	0,59%
A4	81,92%	5,96%

Tabela 19 - Consumo total por faixa de tensão e por posto tarifário dos clientes selecionado na amostra conforme tabela 12 – de 2008 a 2010 (em valores percentuais)

Os índices relativos das leituras de consumo da amostra selecionada correspondem com a proporção esperada (ver tabelas 17 e 19). As leves alterações nas distribuições de consumo por parte do subgrupo A2 e A3 se devem por originalmente serem poucos numerosos com relação ao subgrupo A4. Sendo assim, a amostragem está válida para a continuação do estudo das tarifas e análise de demanda contratada.

b. Aplicação de tarifas

Após a seleção de clientes próprios para a simulação, de acordo com os critérios utilizados no primeiro item, possibilita aplicar a tarifa para os clientes sem interferência de valores faltantes, leituras nulas.

Para a aplicação das tarifas, de modo a ter menos discrepância entre os períodos anuais de cada cliente, optou-se por estimar o período de um ano de leitura baseado no período de três anos dispostos na base de dados.

Esta aproximação é adequada por permitir o contrato anual de demanda contratada do cliente, e por não haver leituras de outros anos, torna-se insuficiente para estimar uma aproximação de série temporal devido a sazonalidade.

Contudo, há a necessidade de estimar a demanda contratada no horário de ponta e fora ponta. Dessa forma, o cálculo das tarifas azul e verde leva em conta os consumos ativos, as demandas lidas e a contratada dos respectivos horários ponta e fora-ponta de cada cliente.

c. Nova Alocação Tarifária

Após o cálculo das tarifas, foi feita uma comparação entre os montantes gerados pela aplicação de cada tarifa e será definido como nova alocação a tarifa que gerou menor montante no ano. Com a nova alocação de clientes, adquire-se a nova distribuição a ser comparada com a distribuição original dos clientes selecionados.

Abaixo estão as tabelas 20 e 21 que comparam a alocação em que foi arbitrária por cada cliente e a alocação adequada definida pelo algoritmo. Vale ressaltar que devido a extinção da tarifa convencional no subgrupo A na prática por suas restrições para ingressar nesta modalidade, nenhum cliente se mostrou apto para ser classificado para a modalidade.

Alocação	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul
azul	0	37	3
verde	1	656	2

Tabela 20 - Alocação ótima dos clientes da amostra (tabela 12) após a aplicação do algoritmo (valores absolutos)

Observe que, 1 cliente convencional foi alocado para tarifa verde. Além disso, dos 693 clientes alocados na tarifa verde 37 foram realocados na tarifa azul e os alocados originalmente na tarifa azul da tabela 12 foram realocados para azul e verde.

Alocação	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul
azul	0.000%	5.293%	0.429%
verde	0.143%	93.848%	0.286%

Tabela 21 - Alocação ótima dos clientes da amostra (tabela 12) após a aplicação do algoritmo (valores percentuais)

De acordo com as tabelas, houve uma preferência notória pela tarifa verde, havendo uma maior quantidade de clientes alocados nesta tarifa e ainda a transição de clientes que estavam originalmente na tarifa azul.

Pode-se então discriminar a alocação por cada subgrupo:

Subgrupo	Alocação Original			Realocação ótima		
	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	convencional	verde	azul
A2			1			1
A3			4		2	2
A4	1	693			657	37

Tabela 22 - Comparação da distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) realocação por faixa de tensão (valores absolutos)

Subgrupo	Alocação Original			Realocação ótima		
	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	convencional	verde	azul
A2			0,14%			0,14%
A3			0,57%		0,29%	0,29%
A4	0,14%	99,14%			93,99%	5,29%

Tabela 23 - Comparação da distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) realocação por faixa de tensão (valores percentuais)

Pela tabela 23 é discriminado a transição de clientes no primeiro momento em que são avaliados os montantes gerados pelas tarifas a partir de suas condições iniciais, as quais seriam a alocação original, a precificação de cada modalidade e a demanda contratada estabelecida na base de dados.

Nota-se que a transição é definida pela quantidade de clientes que se encontram em diferentes alocações ao se comparar a original com a realocação ótima. Neste caso a transição trata-se acima de 5% o que, uma vez que a amostra respeita as proporções da base de dados de 6000 clientes, representaria um vasto número de clientes aptos a para o estudo de sua carga de modo a reduzir seus custos.

d. Alocação Otimizada

Em vista do resultado apresentado, questiona-se se as condições iniciais fossem suficientes para o estudo da alocação. O questionamento surge uma vez que a demanda contratada é determinada por uma decisão arbitrária do consumidor.

Desse modo, aplicou-se o algoritmo desenvolvido para a determinação da demanda otimizada, de modo a influenciar quantitativamente o montante da tarifa e, aplicando o algoritmo de decisão novamente avalia-se uma nova distribuição para os clientes da amostra.

Alocação Otimizada	Alocação original			Realocação ótima		
	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	convencional	verde	azul
Convencional						
Azul		61	3		34	30
Verde	1	632	2		625	10

Tabela 24 - Comparação da distribuição dentre as alocações e a otimizada dos clientes da amostra (tabela 12) (valores absolutos)

Alocação Otimizada	Alocação original			Realocação ótima		
	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	convencional	verde	azul
Convencional						
Azul		8,73%	0,43%		4,86%	4,29%
Verde	0,14%	90,41%	0,29%		89,41%	1,43%

Tabela 25 - Comparação da distribuição dentre as alocações e a otimizada dos clientes da amostra (tabela 12) (valores percentuais)

Abaixo estão sendo comparados nas tabelas 26 e 27, as distribuições do clientes quanto ao seu subgrupo e todas as alocações propostas pelo projeto. Desse modo, podemos estabelecer um estudo quanto uma suposta transição de alocação tarifária dentre os clientes similar ao item anterior.

Subgrupo	Alocação Original			Realocação ótima			Alocação Otimizada		
	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	convencional	verde	azul	convencional	verde	azul
A2			1			1			1
A3			4		2	2		2	2
A4	1	693			657	37		633	61

Tabela 26 - Comparação entre as alocações quanto as distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) por faixa de tensão (valores absolutos)

O estudo para a transição é mais significativo quando trata-se da distribuição em valores relativos, para poder ser considerado na base de dados original.

Subgrupo	Alocação Original			Realocação ótima			Alocação Otimizada		
	Convencional	Horo-sazonal	Horo-sazonal azul	convencional	verde	azul	convencional	verde	azul
A2			0,14%			0,14%			0,14%
A3			0,57%		0,29%	0,29%		0,29%	0,29%
A4	0,14%	99,14%			93,99%	5,29%		90,56%	8,73%

Tabela 27 - Comparação entre as alocações quanto as distribuição dos clientes da amostra (tabela 12) por faixa de tensão (valores percentuais)

Em suma, nota-se que a transição de clientes foi muito mais significativa quando há um estudo prévio para a estimação da demanda contratada para cada cliente, chegando a resultar um pouco mais de 9%, quase o dobro em relação ao considerar apenas o estudo dos montantes para a alocação ótima da do cliente.

Quanto a otimização da demanda contratada, houve a preocupação de comparar os métodos de otimização dos montantes gerados pela tarifação. Busca-se compreender o quanto a determinação de demanda contratada otimizada influencia em questões burocráticas na solicitação de alocação tarifária e determinação do contrato de demanda.

A tabela 28 revela as diferenças entre as alocações entre a realocação ótima e a alocação otimizada quanto ao subgrupo:

Alocação otimizada	Realocação ótima	
	azul	verde
azul		
A2	1	
A3	2	
A4	27	34
verde		
A3		2
A4	10	623

Tabela 28 - deslocamento de clientes da amostra (tabela 12) entre as alocações ótima e otimizada (valores absolutos)

Perante a análise da tabela 28, afirma-se que ambas apresentaram o mesmo enquadramento para os subgrupos A2 e A3 muito provavelmente devido ao número extremamente baixo de clientes que se encontram a estes subgrupos.

No entanto, ao analisar o subgrupo A4, é revelado um fato muito interessante quanto a diferença do enquadramento proposto entre ambos os métodos. O enquadramento proposto pela otimização da tarifa se diferenciou tanto com os que foram definidos como tarifa azul quanto com os verdes definidos pela simples realocação ótima.

O fato infere a hipótese de que a determinação de uma demanda contratada otimizada influencia na alocação arbitrária do consumidor. Outro fato seria em que todas os enquadramentos apresentaram a preferência da maioria dos consumidores pela tarifa verde, embora o valor de consumo em horário de ponta seja muito elevado, como mostra a tabela 8. Pode se supor que devido as curvas de consumo e demanda para os clientes em este subgrupo favorece esta preferência, tornando equivocadamente uma alocação popular e geral para este subgrupo como revela a tabela 12.

5. Conclusões

Primeiramente é imprescindível citar que a maioria dos clientes foram filtrados devido a omissão de valores de leitura em seu histórico. Dentre as possíveis razões estariam o ingresso de alguns clientes ao portfólio da distribuidora ter ocorrido ao longo do período de em análise, assim como uma suposta negligência de omitir as leituras em períodos em horário de ponta para os clientes que se encontravam nas tarifas convencional e horo-sazonal verde. Embora muitos clientes tenham sido filtrados para a análise, a amostra apresentou um comportamento similar em questão do consumo ativo de potência.

Em seguida, notou-se no momento em que foi aplicado o cálculo das tarifas, que mesmo os clientes que apresentavam as suas leituras suficientes para a análise, fora necessário estimar as demandas contratadas em horário de ponta. Como resolução optou-se por estimar uma demanda contratada compatível com as demandas de horário ponta de outros clientes.

O Segundo ponto foi, ao estimar um ano de consumo para todos os clientes, aplicado o cálculo das tarifas descrito no capítulo 3. Com os resultados da comparação entre os custos projetados pelas tarifas, observou-se que um percentual significativo de 5% da amostra se encontrava enquadrado originalmente na tarifa a qual não seria favorável do ponto de vista do cliente, resultando em um maior custo.

Finalmente, com o cálculo de uma demanda contratada otimizada, observou-se uma redução significativa do custo de todos os clientes, como o esperado de um processo de otimização. Além disso, também foi observado um aumento na transição para mais 10% dos clientes da amostra quanto ao enquadramento tarifário, o que se pode concluir que a determinação de uma demanda contratada influencia na escolha de uma tarifa mais adequada para cada consumidor.

a. Recomendações para estudos futuros

O projeto ressaltou vários pontos para a análise de alocação tarifária de um cliente, tais como composição tarifárias, homologações de tarifas e de demandas contratadas e ainda a adoção de tarifas horo-sazonais por parte dos clientes alocados em tarifa convencional.

Dentre os pontos citados acima, seria possível incluir os impactos das tarifas sobre os clientes cativos e livres, que pela regulamentação permitem essa transição apenas para clientes com demanda contratada acima de 500 kW. O que seria a primeira recomendação para estudo, uma vez que essa opção ao ser autorizada recentemente representou uma expressiva imigração de clientes para alocação de clientes livres.

A segunda recomendação de estudos futuros é aprofundar a determinação do parâmetro "capacidade de modulação", que está relacionado ao estudo de tarifas quanto as curvas de demanda propriamente discriminadas ao longo do dia para cada consumidor.

Finalmente, como o projeto buscou otimizar o custo operacional causado pela alocação tarifária, recomendação seria a avaliar em um contexto mais recente, dado as atuais homologações, a estrutura tarifária e sua nova distribuição dos clientes.

Referências

- ANEEL. (2017). **Bandeiras Tarifárias**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/baixa-tensao-itens/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/o-que-sao-bandeiras-tarifarias-654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbaixa-tensao-itens%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3
- ANEEL. (2016). **Modalidades tarifárias**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zNaRBjCLDgbE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mod
- ANEEL. (2017). **Parcela A**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-a/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2
- ANEEL. (2017). **Procedimento de regulação tarifária**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>
- ANEEL. (2017). **Parcela B**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/parcela-b/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2
- ANEEL. (2017). **Reajuste Tarifário**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/reajuste-tarifario-anual/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2
- ANEEL. (2017). **Revisão Tarifária**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em ANEEL: http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2
- BAPTISTA, D. F. (2016). **Estrutura da tarifa branca de energia no Brasil: Análise crítica e proposição metodológica**. Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, 2016
- CARVALHO, N. A. S. **Aplicação de modelos estatísticos para previsão e monitoramento da cobrabilidade de uma empresa distribuidora de energia elétrica no Brasil**. Dissertação de Mestrado, PUC, Rio de Janeiro, 2011.
- CARVALHO, N. A. S. **Classificação do risco inadimplência por consumidores de distribuidoras de energia elétrica através de um sistema inteligente híbrido intercomunicativo**. Projeto de Proposta de Tese, PUC, Rio de Janeiro, 2015.
- CCEE(BRASIL, 2017). **Com quem se relaciona**. Acesso 28 de 04 de 2017, disponível em CCEE: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=q0qy1z5tq_180&_afLoop=1941261147234424



COPEL(2017) **TARIFA AMARELA – SATISFAÇÃO E RENTABILIDADE**, Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em mpfa:<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081217144456-Copel%2013.0.pdf>

DÁVILA, A. O. C. **Medições de consumo e de demanda de energia elétrica: a base metrológica para simulação de tarifas de clientes do grupo A**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.

FARHANGI, H. (Jan-Fev de 2010). **The path of the Smart Grid**. Power & Energy Magazine, IEEE, v. 8(nº. 1), pp. p. 18-28.

FUGIMOTO, S. K. **ESTRUTURA DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA ANÁLISE CRÍTICA E PROPOSIÇÕES METODOLÓGICAS**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2010.

MME.(2017). **Informativo Tarifário Energia Elétrica, 22º edição**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em MME:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3210408/Informativo+Tarif%C3%A1rio+Energia+El%C3%A9trica+-+20%C2%BA+edi%C3%A7%C3%A3o+-+Outubro+2016+%28PDF+-+2%C2%BA+Quadro+Texto%29.pdf/d9508f7c-6bf5-49ba-8089-371fc0af5ffe;jsessionid=77CA78182326C750BCE20A55C00B8EFD.srv154>

MME.(2017). **Informativo Tarifário Energia Elétrica, 18º edição**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em MME:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3210408/Informativo+Tarif%C3%A1rio+Energia+El%C3%A9trica+-+18%C2%BA+edi%C3%A7%C3%A3o+-+Setembro+2014+%28PDF%29/1c6f4f27-ecc7-44bb-972e-cdacf3bdf698;jsessionid=77CA78182326C750BCE20A55C00B8EFD.srv154>

MME. (2017). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Acesso em 28 de 04 de 2017, disponível em MME: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf