

Universidade de São Paulo  
Escola de Engenharia de São Carlos  
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação

**Trabalho de Conclusão de Curso**

**Avaliação da Adequação Tarifária do Uso de Energia Elétrica de uma  
Empresa Municipal de Captação e Distribuição de Água**

Autor  
**Vinícius Gaspar de Minas e Souza**

Orientador  
**Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior**

São Carlos, 2016



**VINÍCIUS GASPAR DE MINAS E SOUZA**

**Avaliação da Adequação Tarifária do  
Uso de Energia Elétrica de uma  
Empresa Municipal de Captação e  
Distribuição de Água**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola de Engenharia de São  
Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase  
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

G719a      Gaspar de Minas e Souza, Vinicius  
                Avaliação da Adequação Tarifária do Uso de Energia  
                Elétrica de uma Empresa Municipal de Captação e  
                Distribuição de Água / Vinicius Gaspar de Minas e  
                Souza; orientador José Carlos de Melo Vieira Junior.  
                São Carlos, 2016.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
2016.

1. Bandeiras Tarifárias. 2. Tarifação de Energia  
Elétrica. 3. Modalidade Tarifária. 4. Distribuição de  
Energia Elétrica. I. Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Vinicius Gaspar de Minas e Souza

Título: "Avaliação da adequação tarifária de uma empresa municipal de captação e distribuição de água"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 22 / 11 / 2016,

com NOTA 7,0 (sete, zero ), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador -  
SEL/EESC/USP*

*Mestre Tiago Soares Vitor - Doutorando - SEL/EESC/USP*

*Mestre Rui Bertho Júnior - Doutorando - SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor José Carlos de Melo Vieira Junior, pelo auxílio e orientação na realização deste trabalho. A minha namorada, Priscila Marino Queiroz, ao meu primo, Mauro Tonelli e aos amigos, Rafael Mariano e Marcelo Brasileiro, pelas críticas e apoio.

A todos meus amigos que me acompanharam e me apoiaram durante a graduação. A minha família, em especial a minha mãe, Maria de Fátima Gaspar e a minha tia, Ana Lúcia de Minas Timóteo que foram a base desta conquista.



## **RESUMO**

**SOUZA, V. G. M. Avaliação da Adequação Tarifária do Uso de Energia Elétrica de uma Empresa Municipal de Captação e Distribuição de Água.** Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

Em um sistema de distribuição de água e tratamento de esgoto urbano, o uso de bombas elétricas nas estações, com padrões de uso quantizados por sistemas telemétricos e seu consumo de energia elétrica tarifado de acordo com estrutura regulamentária da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tornou aplicável e viável o estudo de práticas voltadas à redução de custos com energia elétrica no presente trabalho. De posse de tabelas de dados históricos das variáveis de consumo e demanda das estações, ao longo de um ano, advindos das respectivas faturas emitidas pela concessionária de distribuição, foi proposto um método estimativo de análise e adequação das modalidades tarifárias observadas nas estações. Para a estimativa, foram consideradas as regulamentações vigentes, horários de consumo, grupos e subgrupos, classes e subclasses de consumidores e as condicionantes específicas a cada modalidade. Após a análise, foi possível não só propor uma adequação da modalidade tarifária, mas também redimensionamento de demandas contratadas, de forma a se reduzir ainda mais os montantes das parcelas de consumo e demanda faturados.

**Palavras-chave:** Bandeiras Tarifárias, Tarifação de Energia Elétrica, Eficiência Energética, Modalidade Tarifária, Distribuição de Energia Elétrica



## **ABSTRACT**

SOUZA, V. G. M. **Evaluation of the Fare Suitability of the Electrical Energy Consumption of a Municipal Water Company.** Final Coursework – School of Engineering of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2016.

In a distribution system of water and urban sewage treatment, the use of electrical pumps measured by telemetric systems and electrical energy consumption tariffed after the regulated structure of the Brazilian Electricity Regulatory Agency(Aneel), it is possible and viable the study of practices aiming electrical energy costs reduction in this work. With the historic data of the power consumption and demand of the stations, in a period of a year, provided by the energy bills emitted by the energy company, it was proposed a method of estimation for the analysis and suitability of the fare modalities applied to the stations. For the estimation, it was considered the ruling regulation, consumption hours, groups and subgroups, classes and subclasses of costumers and the specific conditions of each modality. After the analysis, it was possible not only to propose a suitability of the fare modalities, but also a re planning of the assigned demands, in order to reduce even more the costs of the consumption and demand portion of the energy bill.

Key Words: Fare Flags, Electrical Energy Fare, Fare Modality, Electrical Distribution



## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
CVU	Custo Variável Unitário
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças



## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b><u>INTRODUÇÃO</u></b>	<b>1</b>
<b>1.1.</b>	<b>OBJETIVO</b>	<b>2</b>
<b>1.2.</b>	<b>ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO</b>	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b><u>TARIFAÇÃO</u></b>	<b>5</b>
<b>2.1.</b>	<b>BANDEIRAS TARIFÁRIAS</b>	<b>5</b>
<b>2.2.</b>	<b>GRUPOS E CLASSES DE CONSUMO</b>	<b>7</b>
2.2.1.	GRUPOS	7
2.2.2.	CLASSES	8
2.2.3.	MODALIDADES TARIFÁRIAS	9
2.2.4.	ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	13
<b>3.</b>	<b><u>CONCEITOS E MÉTODOS</u></b>	<b>17</b>
<b>3.1.</b>	<b>MÉTODO DE ADEQUAÇÃO</b>	<b>17</b>
3.2.	MÉTODO DE CÁLCULO	21
<b>4.</b>	<b><u>RESULTADOS</u></b>	<b>29</b>
<b>5.</b>	<b><u>CONCLUSÃO</u></b>	<b>50</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>53</b>



## **1. INTRODUÇÃO**

---

Como consequência direta da revolução industrial e a subsequente globalização vivenciada pela sociedade humana nos últimos 200 anos, o salto populacional de cerca de 1 bilhão de habitantes em meados de 1800 para cerca dos 7 bilhões atuais representou não só um incremento bruto no consumo energético, mas também em aumento vertiginoso do consumo per capita. Dado esse contexto e à luz do novo paradigma de sustentabilidade em todas as esferas de consumo, sendo o de energia elétrica e de combustíveis fósseis os protagonistas e, de certa forma, os mais críticos, o presente trabalho se baseia.

A crise hídrica a qual passou a região Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, principalmente entre os anos de 2014 e 2015, provocou uma redução drástica dos reservatórios das usinas hidrelétricas da região e consequentemente da produção de energia elétrica pelas mesmas (CERQUEIRA, 2015). Com isso, foi necessário que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) colocasse em operação mais usinas termelétricas, como medida acessória a esse déficit na produção. Devido ao alto custo de operação destas usinas, foi implementado em 2015 a nova estrutura tarifária de bandeiras (SILVA, 2016) que considera o custo da geração atual para tarifação do consumidor final.

A presente máxima da sustentabilidade, somada às intermitências recorrentes da geração de energia elétrica por fontes específicas, e.g., usinas hidroelétricas no Brasil, ocasionadas por fenômenos naturais ou fatores socioeconômicos, impulsiona de maneira ímpar o estudo de práticas voltadas à eficiência e redução de custos relativos ao consumo de energia elétrica.

Os próprios registros históricos da tarifação de energia elétrica no Brasil são um indicativo de que para um bom funcionamento do mercado energético, é necessário um sistema de tarifação bem planejado e com regulamentações adequadas a dinâmica de funcionamento deste sistema (PEDROSA, 2012). Dado o contexto geral de sustentabilidade e o contexto nacional da geração de energia elétrica e sua precificação ao consumidor final, seja ele residencial, instituições públicas ou privadas, faz-se cada vez mais importantes os esforços em análises e estudos visando redução de gastos.

Muitos sistemas públicos de captação e distribuição de água de cidades brasileiras extraem água de poços profundos através de bombas elétricas para então se fazer a distribuição desta água, seja para reservatórios elevados ou mesmo para as residências consumidoras (BERNARDES. 2011). As estações que compõem estes sistemas são casos reais para o desenvolvimento destas análises e proposições de medidas para se reduzir gastos. Tendo-se em vista as centenas de estações com estas finalidades no Brasil, é extremamente importante se elaborar metodologias que visam a caracterização e avaliação dos padrões de consumo nestas estações para um bom diagnóstico energético (OLIVEIRA FILHO. 2011).

Não é incomum que as estações de água apresentem uma modalidade tarifária de energia elétrica obsoleta à sua característica de consumo e baixos índices de eficiência. Fato qual se deve a fatores como má gestão da operação das bombas, falta ou pouca frequência de planejamento na contratação de demandas junto às concessionárias e permissionárias, volatilidade constante dos padrões de consumo.

Por vezes, sistemas telemétricos das estações tornam possíveis a extração de variáveis de operação das bombas, e.g., tensão e corrente elétrica, e variáveis dos reservatórios, e.g., nível de água e vazão, em tempo real e também de seu histórico. Variáveis de consumo e demanda de energia elétrica das estações podem também ser extraídas de suas respectivas faturas, emitidas pelas concessionárias distribuidoras de energia.

Identificados problemas, de posse de dados confiáveis de operação das bombas e reservatórios, e com a métrica de tarifação conhecida, a análise e proposição de medidas atenuantes aos gastos com energia elétrica inerentes a esses sistemas é viável por já terem se mostradas possíveis em outros trabalhos com objetivos semelhantes (PEDROSA, 2012).

A redução das despesas com energia elétrica em empresas de captação e distribuição de água podem ser traduzidas diretamente ao consumidor final das estações, por meio de reduções das tarifas dos serviços prestados, uma vez que os custos operacionais das estações compõem estas tarifas (TEIXEIRA, BARBOSA. 2016).

## 1.1. Objetivo

Este trabalho busca analisar as variáveis de consumo e demanda de estações urbanas de água e suas características de consumo horrossazonais, e, a partir daí, propor medidas visando redução das tarifas aplicadas pela concessionária de distribuição. O método proposto visa adequar a estrutura tarifária atual das estações para uma que seja mais adequada às características de consumo da mesma, bem como adequar o dimensionamento de suas demandas contratadas, de forma a reduzir o valor das parcelas de consumo e demanda das mesmas.

## 1.2. Organização do Documento

O trabalho será organizado na seguinte estrutura:

- Capítulo 2: Tarifação com descrições teóricas, legislação vigente e regulamentações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);
- Capítulo 3: Apresentação de conceitos e do método utilizado para a adequação tarifária;

- Capítulo 4: Apresentação dos resultados obtidos após a aplicação do método proposto e do comparativo com a situação atual;
- Capítulo 5: Apresentação das conclusões do trabalho e proposta de estudos futuros e possíveis relacionados ao tema.



## **2. TARIFAÇÃO**

---

Nesta seção são apresentados os conceitos básicos relativos às tarificações atuais aplicadas pelas concessionárias e permissionárias de energia elétrica, detalhando-se as bandeiras tarifárias, grupos e classes de consumo, modalidades tarifárias, cálculo tarifário e metodologia, legislação vigente e seus respectivos estados da arte. Aqui é detalhada a metodologia para aplicação das bandeiras tarifárias e introduzem-se os conceitos para distribuição dos consumidores em classes e grupos de acordo com o porte e suas características de uso do sistema elétrico. Para a composição da fatura de energia elétrica ao consumidor final, são apresentados os componentes das parcelas de custo, de acordo com a modalidade contratada. Para as tarifas que formam estas parcelas de custo aplicadas pela concessionária de distribuição, são consideradas as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e as Tarifas de Energia (TE) e se a modalidade aplicada for horrossazonal, consideram-se tanto os horários de uso (horário de ponta e fora de ponta) como a época do ano (período seco e úmido) (ANEEL, 2010).

### **2.1. Bandeiras Tarifárias**

Em 1º de janeiro de 2015 entrou em vigor a estrutura de bandeiras tarifárias, no entanto o seu processo de inserção foi iniciado pela Aneel em dezembro de 2010 pela Nota Técnica nº 363/2010-SRE/ANEEL. Segundo os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da Aneel, as bandeiras tarifárias são definidas como ‘Sistema Tarifário que tem como finalidade sinalizar os consumidores faturados pela distribuidora por meio adicional na Tarifa de Energia dos custos de geração de energia elétrica’. Sua finalidade é, então, incluir na precificação final (a distribuidora apenas arrecada e repassa os valores) os custos de geração por fontes termelétricas e as oscilações incorridas nas liquidações no mercado de curto prazo segundo o artigo 2º do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 de uma forma que seja transparente ao consumidor.

A aplicabilidade de cada bandeira tarifária depende do custo total necessário para cobrir todos os gastos de operação de usinas termelétricas específicas, conhecido como Custo Variável Unitário (CVU) e do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) relativo ao Custo Marginal de Operação(CMO), um indexador matemático de viabilidade de produção hidroelétrica, que pondera o ponto ótimo de uso ou estocagem da água nas usinas hidroelétricas, em termos de economia nas usinas termelétricas (ANEEL, 2015).

A estrutura de bandeiras tarifárias se apresenta da seguinte forma (ANEEL, 2016):

- **Bandeira Verde:** aplicada quando o sistema de geração encontra-se em condições favoráveis para geração. Se o CVU da última usina termelétrica despachada for inferior à R\$211,28/MWh, então aplica-se esta bandeira. Não gera adicional na tarifa.
- **Bandeira Amarela:** aplicada em condições menos favoráveis de geração. Se o CVU da última usina termelétrica despachada for igual ou maior que R\$211,28/MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), então aplica-se esta bandeira. Adicional tarifário de R\$15,00/MWh.
- **Bandeira Vermelha-patamar 1:** aplicada em condições ainda menos favoráveis de geração. Se o CVU da última usina termelétrica despachada for igual ou maior ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e inferior ao valor de R\$610,00/MWh, então aplica-se esta bandeira. Adicional tarifário de R\$30,00/MWh.
- **Bandeira Vermelha-patamar 2:** aplicada nas condições mais custosas de geração. Se o CVU da última usina termelétrica despachada for superior à R\$610,00/MWh, então aplica-se esta bandeira. Adicional tarifário de R\$45,00/MWh.

A bandeira tarifária a ser aplicada no mês corrente é fixada pela Aneel no final do mês anterior à aplicação, *e.g.*, a bandeira tarifária em dezembro é definida no final do mês de novembro (SILVA, 2016). Dessa forma, esta estrutura tem por objetivo não só cobrir os custos de geração de energia elétrica, mas também sinalizar o consumidor sobre o cenário presente de geração e seus custos (ANEEL, 2012) para que assim possa adequar seu consumo.

O que se viu anteriormente à aplicação desta estrutura, especialmente nos anos de 2013 e 2014, quando os altos custos da geração não foram repassados às tarifas, foi um déficit entre o valor arrecadado pelas distribuidoras e os custos de geração. Como resultado, para a cobertura deste déficit no caixa das distribuidoras, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contraiu empréstimos junto a dez bancos, privados e públicos, que serão liquidados através do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que atualmente é repassado para a conta dos consumidores (CCEE, 2016). Isto tudo porquê as tarifas vigentes não refletiam o cenário desfavorável de produção hidroelétrica recorrente àquele período. Em suma, o consumidor não enxergava a necessidade de ponderar o consumo de energia elétrica visto que sua fatura não refletia este contexto.

## 2.2. Grupos e classes de Consumo

### 2.2.1. Grupos

Atualmente no Brasil as unidades consumidoras são divididas em dois grupos, A e B, com subgrupos definidos em função do nível de tensão de fornecimento e consequentemente em função da demanda (kW).

Os grupos e subgrupos se apresentam da seguinte maneira (MME. Manual de tarifação de Energia elétrica):

- **Grupo A** - grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior à 2,3kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia com os seguintes subgrupos:
  - Subgrupo A1: tensão de fornecimento igual ou superior a 230kV;
  - Subgrupo A2: tensão de fornecimento de 88kV a 138kV;
  - Subgrupo A3: tensão de fornecimento 69kV;
  - Subgrupo A3a: tensão de fornecimento de 30kV a 44kV;
  - Subgrupo A4: tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV;
  - Subgrupo AS: tensão de fornecimento inferior a 2,3kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição;
- **Grupo B** – grupamento composto por unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3kV, caracterizado pela tarifa monômia com os seguintes subgrupos:
  - Subgrupo B1: que se enquadre na classe residencial;
  - Subgrupo B2: que se enquadre na classe rural;
  - Subgrupo B3: que se enquadre nas demais classes; e
  - Subgrupo B4: que se enquadre na classe iluminação pública.

### 2.2.2. Classes

Em relação às classes de consumidores, as distribuidoras devem classificar a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida e a finalidade do uso da energia elétrica para aplicação das tarifas de acordo com a classificação e grupos. Para cada classe de consumo, existem subclasses definidas de acordo com as características socioeconômicas e de uso da unidade. As classes atuais se apresentam da seguinte maneira (ANEEL, 2010):

- **Classe Residencial** - unidade consumidora com fim residencial com as subclasses:
  - Residencial, residencial baixa renda;
  - Residencial baixa renda indígena;
  - Residencial baixa renda quilombola;
  - Residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social;
  - Residencial baixa renda multifamiliar.
- **Classe Industrial** - unidade consumidora que desempenha atividade industrial, conforme definido pela Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), assim como transporte de matéria-prima, insumo ou produto resultante do seu processamento, caracterizado com atividade de suporte e sem fim econômico próprio, desde que realizado de forma integrada fisicamente à unidade consumidora indústria.
- **Classe Comercial** - unidade consumidora que seja exercida atividade comercial ou de prestação de serviços, à exceção dos serviços públicos ou de outra atividade não prevista nas demais classes, com as seguintes subclasses:
  - Comercial;
  - Serviços de transporte, exceto tração elétrica;
  - Serviços de comunicações e telecomunicações;
  - Associação e entidades filantrópicas;
  - Templos religiosos;
  - Administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações;
  - Iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias;
  - Semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle do trânsito; e

- Outros serviços e outras atividades.
- **Classe Rural** – unidade consumidora que desenvolva atividade de agricultura, pecuária ou aquicultura, dispostas nos grupos 01.1 a 01.6 ou 03.2 da CNAE, com oito subclasses relativas.
- **Classe Poder Público** – independente da atividade a ser desenvolvida, caracteriza-se pelo fornecimento à unidade consumidora solicitada por pessoa jurídica de direito público que assuma as responsabilidades inerentes à condição de consumidor, incluindo a iluminação em rodovias e semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, exceto aqueles classificáveis como serviço público de irrigação rural, escola agro técnica, iluminação pública e serviço público, com três subclasses relativas
- **Classe Iluminação Pública**
- **Classe Serviço Público** – fornecimento exclusivo para motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviços públicos de água, esgoto, saneamento e tração elétrica urbana ou ferroviária, explorados diretamente pelo Poder Público ou mediante concessão ou autorização, com as seguintes subclasses:
  - Tração elétrica; e
  - Água, esgoto e saneamento.
- **Classe Consumo Próprio**

### 2.2.3. Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias são aplicáveis aos consumidores de acordo com os grupos previamente explicitados. As modalidades podem ser monômias, isto é, aplicáveis somente ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) ou binômias, aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e demanda faturável (kW).

Para o Grupo A, as modalidades binômias disponíveis são a Convencional ou as Horossazonais, Azul ou Verde. Elas se caracterizam da seguinte maneira (ANEEL, 2010):

- **Convencional:**

Aplicada para fornecimento de até 69kV e demanda contratada inferior a 300 kW. Para isto, nos 11 meses anteriores não pode ter havido 3 ocorrências seguidas ou 6 alternadas de demanda registrada superior à 300kW

Para esta modalidade, as tarifas não se diferenciam de acordo com o horário de utilização ou época do ano, sendo então indicadas para clientes com volatilidade e pouco controle dos horários de uso.

O faturamento da parcela de consumo é dado por:

$$P_{consumo} = Tarifa\ de\ Consumo \times Consumo\ Medido \quad (1)$$

Caso a demanda medida seja inferior à contratada, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$P_{demanda} = Tarifa\ de\ Demanda \times Demanda\ Contratada \quad (2)$$

No entanto, caso a demanda medida ultrapasse a contratada em até 5%, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$P_{demanda} = Tarifa\ de\ Demanda \times Demanda\ Medida \quad (3)$$

Ainda, se a demanda medida ultrapassar em 5% do valor contratado, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$\begin{aligned} P_{demanda} &= Tarifa\ de\ Demanda \times Demanda\ Contratada \\ &+ Tarifa\ de\ Ultrapassagem \times (Demanda\ Medida \\ &- Demanda\ Contratada) \end{aligned} \quad (4)$$

Onde,

$$Tarifa\ de\ Ultrapassagem = 2 \times Tarifa\ de\ Demanda \quad (5)$$

Para as modalidades horossazonais verde e azul, são levados em conta o horário de utilização e a época do ano.

Para efeitos da análise neste trabalho, não serão consideradas as épocas do ano, visto que elas são traduzidas diretamente no valor da tarifa a ser aplicada em cada modalidade. Os horários de utilização, que incorrem como condicionantes nas fórmulas de cálculo das parcelas das modalidades horossazonais são definidos como (ANEEL, 2010) :

- **Horário de ponta:** definido como o período de 3 horas diárias consecutivas, usualmente as de maior uso do respectivo sistema elétrico, tendo por base sua curva de carga (exceto sábados, domingos e alguns feriados). Tarifas relativas ao horário de ponta são mais caras que as fora de ponta;
- **Horário fora de ponta:** definido como às outras horas complementares às estabelecidas para o horário de ponta, representando os horários com menor uso do respectivo sistema elétrico, por isso as tarifas neste horário são inferiores às de ponta.

As tarifas recorrentes a estes horários serão detalhadas mais a frente.

As duas modalidades horossazonais praticadas pelas concessionárias e reguladas pela Aneel são detalhadas a seguir.

- **Horrossazonal Verde:**

Esta modalidade só é aplicável a consumidores dos grupos A3a, A4 e AS. Para faturamento nesta modalidade é considerado o consumo medido em horários de ponta e fora de ponta, pela demanda medida ou contratada independentemente do horário do dia e, caso haja, demanda de ultrapassagem. Para as tarificações da demanda, não se julga o horário de utilização.

O faturamento da parcela de consumo é dado por (MME. Manual de Tarifação de Energia Elétrica) :

$$\begin{aligned}
 P_{consumo} = & \text{Tarifa de Consumo na ponta} \times \text{Consumo Medido na ponta} \\
 & + \text{Tarifa de Consumo fora de ponta} \\
 & \times \text{Consumo Medido fora de ponta}
 \end{aligned} \tag{6}$$

As tarifas de consumo observadas no período seco são mais caras que as do período úmido.

Caso a demanda medida seja inferior à contratada, o faturamento da parcela de demanda é dado pela equação (2).

No entanto, caso a demanda medida não ultrapasse a contratada em até 5%, o faturamento da parcela de demanda é dado pela equação (3)

Ainda, se a demanda medida ultrapassar em 5% do valor contratado, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{demanda}} = & \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada} \\
 & + \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} \\
 & - \text{Demanda Contratada})
 \end{aligned} \tag{7}$$

Onde a tarifa de ultrapassagem é dada pela equação (5).

As tarifas de demanda nesta modalidade não se diferem em relação ao horário e época do ano.

- **Horossazonal Azul:**

Para os consumidores dos sub grupos A1, A2 e A3, é mandatório que se aplique esta modalidade tarifária e opcional para os sub grupos A3a, A4 e AS. Para faturamento nesta modalidade é levado em conta o consumo medido, as demandas medidas, contratadas e de ultrapassagem, todos eles levando-se em conta os horários de ponta e fora de ponta.

O faturamento da parcela de consumo é dado pela equação (6) (MANUAL DE TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016)

Caso a demanda medida seja inferior à contratada, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{demanda}} = & \text{Tarifa de Demanda na ponta} \times \text{Demanda Contratada na ponta} \\
 & + \text{Tarifa de Demanda fora de ponta} \\
 & \times \text{Demanda Contratada fora de ponta}
 \end{aligned} \tag{8}$$

No entanto, caso a demanda medida não ultrapasse a contratada em até 5%, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{demanda}} = & \text{Tarifa de Demanda na ponta} \times \text{Demanda Medida na ponta} \\
 & + \text{Tarifa de Demanda fora de ponta} \\
 & \times \text{Demanda Medida fora de ponta}
 \end{aligned} \tag{9}$$

Ainda, se a demanda medida ultrapassar em 5% do valor contratado, o faturamento da parcela de demanda é dado por:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{demanda}} = & P_{\text{demanda contratada}} \\
 & + \text{Tarifa de Demanda Tarifa de Ultrapassagem na ponta} \\
 & \times (\text{Demanda medida na ponta} \\
 & - \text{demanda contratada na ponta}) \\
 & + \text{Tarifa de Ultrapassagem fora de ponta} \\
 & \times (\text{Demanda medida fora de ponta} \\
 & - \text{Demanda contratada fora de ponta})
 \end{aligned} \tag{10}$$

As tarifas de demanda nesta modalidade não se diferem em relação à época do ano.

#### **2.2.4. Estrutura tarifária das concessionárias de distribuição**

Para a composição da tarifa praticada pela concessionária, via processos de revisão e/ou reajustes tarifários realizados pela Aneel, são agregados diversos componentes de custo relativos às perdas, ao transporte, aos encargos e à compra para revenda de energia elétrica.

Esta composição tarifária reflete as condições de custos regulatórios da distribuidora de acordo com os subgrupos, classes e subclasses anteriormente explanados. Isso significa que a tarifa a ser aplicada ao cliente depende de suas características de uso, como robustez e finalidade do uso do sistema elétrico que está conectado.

Os componentes de custo são agregados em duas tarifas (PRORET, 2015) :

- **TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição**

Determinada pela Aneel, para faturamento mensal dos consumidores pelo uso do sistema de distribuição, em R\$/MWh ou em R\$/kW.

A TUSD se diferencia por subgrupo, horário de uso (dependendo da modalidade tarifária) e modalidade tarifária.

Para a composição da TUSD, são agregados os custos de transporte, encargos e perdas. Cada um destes componentes possui variáveis e métodos de cálculo específicos que, para efeitos do presente estudo, não serão apresentados.

- **TE – Tarifa de Energia**

Determinada pela Aneel, para faturamento mensal dos consumidores pelo consumo de energia, em R\$/MWh.

A TE se diferencia por horário de uso (dependendo da modalidade tarifária) e modalidade tarifária.

Para a composição da TE, são agregados os custos de compra de energia para revenda, transporte, encargos e perdas. Cada uma destas componentes possui variáveis e métodos de cálculo específicos que, para efeitos do presente estudo, também não serão detalhados.





### **3. CONCEITOS E MÉTODOS**

---

Nesta seção, à luz das especificações apresentadas no capítulo anterior, apresenta-se o conceito de consumo, demanda e o método utilizado para a adequação tarifária das estações de água, fazendo-se uso de dados extraídos de suas respectivas faturas e de valores de tarifas definidos pela Aneel.

#### **Consumo**

Representa a utilização da potência ativa do sistema de distribuição ao longo de um período de tempo, normalmente expressa em kWh. Para a concessionária distribuidora, essa variável representa a energia consumida pelo cliente durante um período de tempo.

#### **Demand**

Dada pela média das potências ativas ou reativas entregues ao consumidor em função da carga da unidade consumidora, por um intervalo de tempo. No Brasil, a demanda é definida como a demanda registrada longo de 15 minutos consecutivos conforme Decreto nº62.724 de 17 de maio de 1968.

#### **3.1. Método de adequação**

A metodologia para a adequação tarifária pode ser feita de maneira simples, pois uma vez que se conhecem as metodologias de cálculo de cada modalidade e se tem as variáveis de entrada para este modelo, é possível simular a fatura esperada para cada caso. Por isso, a análise da adequação e a atualização contínua da modalidade tarifária mais adequada para a estação consumidora em questão pode ser um procedimento eficaz na redução de custos com energia elétrica nas mesmas.

Por vezes, a definição da modalidade é feita pela própria concessionária de distribuição e não recebe a manutenção adequada, visto que as características de consumo são, por vezes, variáveis.

#### **Definição das Variáveis**

Num primeiro momento, para definição das variáveis para a simulação das faturas, deve-se ter em mãos o histórico de consumo das estações. Para as estações na modalidade horossazonal Azul, todas as variáveis necessárias se encontram na própria fatura emitida pela distribuidora,

uma vez que para o faturamento nesta modalidade se consideram os consumos e as demandas na ponta e fora de ponta. Casos estes que o presente trabalho busca abordar.

### • Variáveis da Fatura

Tendo em posse as faturas, basta recorrer aos detalhamentos do consumo na sessão Descrição da Conta. Segue exemplo de fatura de uma estação com a modalidade horossazonal Azul:

DESCRIÇÃO DA CONTA	Registrado	Contratado	Faturado	Tarifa/Preço	Valor (R\$)
Nº 905800911595					
Consumo Ponta [kWh] - TUSD (1)	38.863		38.863	0,00456578	2.509,22
Consumo Fora Ponta [kWh]-TUSD (2)	818.021		818.021	0,00456600	52.816,34
Cons Ponta Bandeira Verde - TE (3)	38.863		38.863	0,32136336	12.490,31
Consumo F. Ponta Bandeira-TE (4)	818.021		818.021	0,19987750	163.503,99
Adicional Bandeira Ponta (5)					2.137,47
Adicional Bandeira Fora Ponta (6)					44.991,16
Consumo Reativo Exc Fora Ponta (7)	10		10	0,24700000	2,47
Demand. Ponta [kW] - TUSD (8)	1.260	1.350	1.350	18,88150000	25.463,03
Demand. F. Ponta [kW] -TUSD (9)	1.270	1.350	1.350	6,97000000	9.409,50
Descontos Tarifários (10)					46.975,14
ICMS Desconto Tarifário (11)					10.311,81
PIS/PASEP (12)					6.432,60
COFINS (13)					29.564,45
ICMS (14)					76.680,11
Subtotal (15)					483.287,40
Multa por Atraso Pgto ABR/2015 (16)					8.028,07
Atualização Monetária ABR/2015 (17)					2.114,20
Juros de Mora ABR/2015 (18)					1.854,49
Total CPFL (19)					495.284,16
Cŕdito do Desconto Tarifário (20)					46.975,14
Total a Pagar (21)					448.309,02

Figura 1: Fatura com variáveis de interesse

As 21 variáveis enumeradas são relativas às componentes de consumo, demanda, encargos e tributos, multas e totais. As colunas informam, para o consumo e demanda, os valores registrados, contratados e faturados (de acordo com a modalidade tarifária). Pode-se distingui-las da seguinte maneira:

### • Variáveis de Consumo:

- **(1) Consumo na ponta [kWh] e (2) Consumo fora de ponta [kWh]** – a serem tarifados pelo uso do sistema de distribuição de acordo com a TUSD.
- **(3) Consumo na ponta [kWh] e (4) Consumo fora de ponta [kWh]** – a serem tarifados pelo consumo de energia de acordo com a TE.
- **(5) Adicional de bandeira na ponta e (6) Adicional de bandeira fora de ponta** – adicionais somados ao valor da fatura relativos à bandeira tarifária vigente (conforme definido na seção 2.2.3., expresso em R\$ no valor).

- **(7) Consumo Reativo fora de ponta [kVArh]** – a ser tarifado pelo consumo de energia reativa de acordo com a Unidade de Faturamento de Energia Reativa (UFER) (ANEEL, 2000), que para o presente estudo não será detalhado, pois estas parcelas são desprezíveis para os casos trabalhados.
- **Variáveis de Demanda:**
  - **(8) Demanda na ponta [kW] e (9) Demanda fora de ponta [kW]** – a serem tarifadas pelo uso do sistema de distribuição de acordo com a TUSD.
- **Variáveis de Encargos e Tributos:**
  - **(10) Descontos Tarifários, (11) ICMS Desconto Tarifário, (12) PIS/PASEP, (13) COFINS, (14) ICMS e (20) Crédito do Desconto Tarifário** – variáveis relativas à tributos e impostos e seus respectivos descontos, expressas em R\$ no valor. Não entraremos nestes méritos para o presente estudo, visto que as variáveis de interesse são apenas aquelas inerentes ao consumo e demanda da estação.
- **Variáveis de Multas:**
  - **(16) Multa por atrasado do pagamento, (17) Atualização Monetária da multa e (18) Juros de Mora** – variáveis de multas e juros relativas à atraso no pagamento da fatura anterior, expressas em R\$ no valor final.
- **Variáveis de Totais:**
  - **(15) Subtotal pós tributos e pré multas, (19) Total Concessionária e (21) Total a pagar** – totais com as somatórias das parcelas da fatura, expressas em R\$ para os valores finais.

As variáveis de interesse para a simulação das modalidades tarifárias para as estações são as de Consumo e as de Demanda, visto que as demais não são passíveis de manuseio para redução tarifária

- **Tarifas TUSD e TE**

As tarifas TUSD e TE são definidas pela Aneel periodicamente por meio de resoluções normativas. Elas são definidas de acordo com o subgrupo e/ou classe na qual o consumidor se enquadra, e de acordo com a concessionária de distribuição.

Para uma simulação mais apropriada, deve-se recorrer às tarifas vigentes para a concessionária que presta o serviço de distribuição ao consumidor à ser analisado. Estas informações geralmente são apresentadas no próprio website da concessionária, ou ainda, nas respectivas resoluções normativas da Aneel.

Para este estudo, serão consideradas as tarifas vigentes para a distribuidora Light estabelecidas na Resolução Normativa Nº2.069, de 26 de abril de 2016 da Aneel, e válidas a partir de 04 de maio de 2016. As tabelas que se seguem indicam os valores da TUSD e TE a serem utilizados, de acordo com as subclasses, modalidades e horários de utilização extraídas do website da concessionária Light:

*Tabela 1: Tabela com valores das tarifas para a modalidade Convencional.*

TARIFA DE MÉDIA TENSÃO ESTRUTURA CONVENCIONAL						
Nível de Tensão	Demanda R\$/kW			Consumo R\$/MWh		
	TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE
A3a (30 a 44kV)	29,17	29,17	0	382,11	122,70	259,41
A4 (2,3 a 25kV)	29,17	29,17	0	382,11	122,70	259,41
AS (Subterrâneo)	44,86	44,86	0	422,50	163,09	259,41

(\*) Tarifas sem incidência de ICMS, PIS e COFINS  
 (\*\*) Para a classe rural desconto de 10%

Tabela 2: Tabela com valores das tarifas para a modalidade Horrossazonal Verde

TARIFA DE MÉDIA TENSÃO - ESTRUTURA HOROSSAZONAL VERDE														
Nível de Tensão	Demanda R\$/kW			Consumo R\$/MWh								Demanda de Ultrapassagem R\$/kW		
	TUSD + TE	TUSD	TE	Ponta				Fora Ponta						
				TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TE	TUSD + TE	TUSD	TE
A3a (30 a 44kV)	12,35	12,35	0	1079,96	689,92	390,04	370,23	122,70	247,53	24,70	24,70	0		
A4 (2,3 a 25kV)	12,35	12,35	0	1079,96	689,92	390,04	370,23	122,70	247,53	24,70	24,70	0		
AS (Subterrâneo)	18,71	18,71	0	1434,61	1044,57	390,04	410,62	163,09	247,53	37,42	37,42	0		
(*) Tarifas sem incidência de ICMS, PIS e COFINS														
(**) Para a classe rural desconto de 10%														

Tabela 3: Tabela com valores das tarifas para a modalidade Horossazonal Azul

TARIFAS DE ALTA TENSÃO / MÉDIA TENSÃO - ESTRUTURA HOROSSAZONAL AZUL																		
Nível de Tensão	Demanda R\$/Kw						Consumo R\$/MWh						Demanda de Ultrapassagem R\$/kW					
	Ponta			Fora Ponta			Ponta			Fora Ponta			Ponta			Fora Ponta		
	TUSD+TE	TUSD	TE	TUSD+TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE	TUSD + TE	TUSD	TE
A2 (88 a 138kV)	9,34	9,34	0	5,31	5,31	0	482,48	92,44	390,04	339,97	92,44	247,53	18,68	18,68	0	10,62	10,62	0
A3a (30 a 44kV)	23,37	23,37	0	12,35	12,35	0	512,74	122,70	390,04	370,23	122,70	247,53	46,74	46,74	0	24,70	24,70	0
A4 (2,3 a 25kV)	23,37	23,37	0	12,35	12,35	0	512,74	122,70	390,04	370,23	122,70	247,53	46,74	46,74	0	24,70	24,70	0
AS (Subterrâneo)	36,32	36,32	0	18,71	18,71	0	553,13	163,09	390,04	410,62	163,09	247,53	72,64	72,64	0	37,42	37,42	0
(*) Tarifas sem incidência de ICMS, PIS e COFINS																		
(**) Para a classe rural desconto de 10%																		

### 3.2. Método de Cálculo

O método para simulação das modalidades tarifárias para cada caso consiste em utilizar as variáveis de Consumo e Demanda como dados de entrada para as fórmulas de composição tarifária de cada modalidade, definidas na seção 2.2.3 deste trabalho. Aplicando-se as tarifas pertinentes a cada subgrupo e classe, definidas pelas resoluções normativas da Aneel para os postos de consumo. Aqui serão utilizadas as tarifas definidas na seção 3.1.1.

Pode-se definir, então, as parcelas de consumo e demanda para cada uma das modalidades.

Segue o método para as estimativas de fatura em cada uma das modalidades.

- **Convencional:**

Para a parcela de consumo, tem-se, conforme definido na seção 2.2.3 pela equação (1).

Como a tarifação para esta modalidade não se distingue por horário de uso, somam-se as variáveis de consumo na ponta (1) e fora de ponta (2) extraídas da fatura e multiplica-se pelas tarifas de consumo (TUSD e TE), definidas para a concessionária. Então tem-se para a parcela de consumo:

$$P_{consumo} = (TUSD + TE)_{consumo} \times (Consumo\ na\ ponta + Consumo\ fora\ de\ ponta) \quad (11)$$

Note que as variáveis (1) e (3) e as variáveis (2) e (4) são equivalentes (ver Figura 1), elas só se apresentam separadamente na fatura para se distinguir as parcelas relativas ao uso do sistema de distribuição e as parcelas relativas a energia utilizada.

Para a parcela de demanda, tem-se:

Primeiramente, considera-se a maior dentre as variáveis de demanda (8) Demanda na ponta e (9) Demanda fora de ponta, pois nesta modalidade não se diferenciam horários de uso para demanda.

Para a variável de demanda variável considerada, se a demanda registrada, indicada na coluna na própria descrição da fatura, for menor que a demanda contratada, a parcela de demanda é dada pela equação (2).

Então,

$$P_{demanda} = (TUSD + TE)_{demanda} \times Demanda\ Contratada \quad (12)$$

Se a demanda registrada, indicada na coluna na própria descrição da fatura, for até 10% maior que a demanda contratada, então,

$$P_{demanda} = (TUSD + TE)_{demanda} \times Demanda\ Registrada \quad (13)$$

E ainda, se a demanda registrada for maior em 5% ou mais que a contratada, então,

$$\begin{aligned}
 P_{demanda} = & (TUSD + TE)_{demanda} \times Demanda\ Contratada + 2 \\
 & \times (TUSD + TE)_{demanda} \times (Demanda\ registrada \\
 & - Demanda\ contratada)
 \end{aligned} \tag{14}$$

Desta forma, observando as condicionantes citadas, ao fim tem-se a estimativa da parcela final relativa ao consumo e demanda para esta modalidade, dada por:

$$P_{final} = P_{consumo} + P_{demanda} \tag{15}$$

- **Horossazonal Verde:**

Para a parcela de consumo, tem-se, conforme definido na seção 2.2.3 pela equação (6).

Com as variáveis de consumo extraídas da fatura e as tarifas de consumo consideradas para a concessionária, tem-se então:

$$\begin{aligned}
 P_{consumo} = & (TUSD + TE)_{consumo\ ponta} \times (1)Consumo\ na\ ponta \\
 & + (TUSD + TE)_{consumo\ fora\ de\ ponta} \times (2)Consumo\ fora\ de\ ponta
 \end{aligned} \tag{16}$$

Para a parcela de demanda, tem-se:

Como na convencional, primeiramente considera-se a maior dentre as variáveis de demanda: (8) Demanda na ponta e (9) Demanda fora de ponta, pois nesta modalidade não se diferenciam horários de uso para demanda.

Para a variável de demanda considerada, se a demanda registrada, indicada na coluna na própria descrição da fatura, for menor que a demanda contratada, a parcela de demanda é dada pela equação (2).

Então,

$$P_{demanda} = (TUSD + TE)_{demanda} \times Demanda\ Contratada \tag{17}$$

Se a demanda registrada, indicada na coluna na própria descrição da fatura, for até 5% maior que a demanda contratada, então

$$P_{demanda} = (TUSD + TE)_{demanda} \times Demanda\ Registrada \tag{18}$$

E ainda, se a demanda registrada for maior em 5% ou mais que a contratada, então,

$$\begin{aligned}
 P_{demanda} = & (TUSD + TE)_{demanda} \times Demanda\ Contratada \\
 & + (TUSD + TE)_{demanda\ ultrapassagem} \times (Demanda\ registrada \\
 & - Demanda\ contratada)
 \end{aligned} \tag{19}$$

Desta forma, ao fim teremos a estimativa da parcela final relativa ao consumo e demanda para esta modalidade, observando as condicionantes citadas, dada pela equação (15).

- **Horossazonal Azul:**

Para a parcela de consumo, conforme definido na seção 2.2.3 pela equação (11), tem-se:

$$\begin{aligned}
 P_{consumo} = & Tarifa\ de\ Consumo\ na\ ponta \times Consumo\ Medido\ na\ ponta \\
 & + Tarifa\ de\ Consumo\ fora\ de\ ponta \\
 & \times Consumo\ Medido\ fora\ de\ ponta
 \end{aligned} \tag{20}$$

Com as variáveis de consumo extraídas da fatura e as tarifas de consumo consideradas para a concessionária, a parcela de consumo é dada pela equação (16).

Para a parcela de demanda, tem-se:

Se a demanda registrada, indicada na coluna das variáveis (8) e (9) na própria descrição da fatura, for menor que a demanda contratada, a parcela de demanda é dada pela equação (9).

Então,

$$\begin{aligned}
 P_{demanda} = & (TUSD + TE)_{demanda\ ponta} \times Demanda\ Contratada_{ponta} \\
 & + (TUSD + TE)_{demanda\ fora\ de\ ponta} \\
 & \times Demanda\ Contratada_{fora\ de\ ponta}
 \end{aligned} \tag{21}$$

No entanto, caso a demanda registrada não ultrapasse a contratada em até 5%, o faturamento da parcela de demanda é dado pela equação (9).

Então,

$$\begin{aligned}
 P_{demanda} = & (TUSD + TE)_{demanda\ ponta} \times Demanda\ Registrada_{ponta} \\
 & + (TUSD + TE)_{demanda\ fora\ de\ ponta} \\
 & \times Demanda\ Registrada_{fora\ de\ ponta}
 \end{aligned} \tag{22}$$

Ainda, se a demanda registrada ultrapassar em 5% a demanda contratada, o faturamento da parcela de demanda é dado pela equação (10).

Então,

$$\begin{aligned}
 P_{\text{demanda}} = & P_{\text{demanda contratada}} + (TUSD + TE)_{\text{demanda ultrapassagem ponta}} \\
 & \times (\text{Demanda registrada ponta} - \text{Demanda contratada ponta}) \\
 & + (TUSD + TE)_{\text{demanda ultrapassagem fora de ponta}} \\
 & \times (\text{Demanda registrada fora de ponta} \\
 & - \text{Demanda contratada fora de ponta})
 \end{aligned} \tag{23}$$

Desta forma, ao fim tem-se a estimativa da parcela final relativa ao consumo e demanda para esta modalidade, observando as condicionantes citadas, dada pela equação (15).

Após a simulação para cada modalidade, é possível comparar os montantes relativos ao consumo e demanda da fatura ao longo do período considerado de cada modalidade e, a partir daí, considerar aquele de menor valor como o mais apropriado à característica de consumo da estação.

Vale ressaltar que para aplicabilidade deste método de análise, é necessário que se conheça as variáveis de consumo e demanda indicadas na fatura de energia elétrica. Se para a análise só se tenha em mãos as faturas de energia elétrica das estações, é necessário que as estações estejam inicialmente observando a modalidade horossazonal Azul, uma vez que nesta modalidade discriminam-se os consumos na ponta e fora de ponta e as demandas contratada, registrada e de ultrapassagem na ponta e fora de ponta. Assim, com essas informações é possível estimar as parcelas da fatura para as modalidades Convencional e horossazonal Verde também.

Um contra exemplo, é fazer uma análise para uma estação inicialmente com a modalidade Convencional, em que se tem apenas a informação de consumo e demanda sem discernimento de período de utilização. Estas informações sozinhas não são suficientes para simular, por exemplo, a modalidade horossazonal Azul.

A imagem a seguir, de uma fatura observando a modalidade Convencional, exemplifica o a falta das variáveis necessárias para o método de adequação:

Descrição da Conta	Registrado	Contratado	Faturado	Tarifa/Preço	Valor (R\$)
Nº 913250027087					
Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	46.528		46.528	0,04199256	1.953,83
Consumo Bandeira Verde - TE	46.528		46.528	0,18305064	8.516,98
Adicional de Bandeira Vermelha					1.807,03
Consumo Reativo	57		57	0,21526318	12,27
Demandas [kW] - TUSD	116	148	148	19,34654839	2.863,29
Descontos Tarifários					2.504,72
ICMS Desconto Tarifário					549,82
PIS/PASEP					87,77
COFINS					404,50
ICMS					3.434,41
Subtotal					22.134,82
Total CPFL					22.134,82
Cŕdito do Desconto Tarifário					2.504,72
Total a Pagar					19.629,90

Figura 2: Fatura observando modalidade Convencional

Aqui só se teria informação sobre o consumo e demanda sem se especificar o período de utilização.

No entanto, para tornar possível a adequação destes casos, inicialmente na modalidade Convencional ou horossazonal Verde, pode-se recorrer à outras fontes de dados. Por exemplo, por vezes estações de água possuem sistemas de telemetria que permitem a extração dos seus respectivos históricos de uso ao longo de um período. Esta opção fornece insumos suficientes não só para avaliação da adequação tarifária destes casos, mas também para análises mais detalhadas das características de consumo de energia elétrica da estação em questão. Esta possibilidade será melhor detalhada na conclusão deste trabalho.





## **4. RESULTADOS**

---

Nesta seção são apresentados os resultados da simulação para adequação tarifária com o método apresentado na seção 3.1.2. para 5 estações municipais de água.

Todas as estações se enquadram no subgrupo A4, pois possuem tensão de fornecimento na faixa de 2,3kV a 25kV. A Classe é a de Serviço Público, pois a finalidade do uso é para operação de motores, máquinas e cargas essenciais à operação de serviço público de água, esgoto e saneamento (ANEEL, 2010).

Para aplicabilidade do método, as estações possuem inicialmente tarifação na modalidade horrossazonal Azul. Desta forma tem-se todas as variáveis de entrada necessárias à análise. O período de 1 ano analisado para todas elas, foi de julho de 2014 a junho de 2015.

Como o método envolve equações algébricas simples, observando condicionantes de consumo e demanda explicitados nas sessões passadas, a simulação pôde ser executada via software Microsoft Excel®.

- **Estações**

Nesta seção são apresentados os montantes finais acumulados no período de 1 ano para a simulação em cada modalidade para cada estação, e a partir daí, define-se a modalidade com menor montante acumulado como a mais adequada à característica de uso da estação.

Como as estações analisadas pertencem ao subgrupo A4, as possíveis modalidades tarifárias a serem aplicadas são a Convencional, Horrossazonal Verde ou Horrossazonal Azul.

- **Estação 1**

A tabela 4 indica as variáveis de interesse extraídas das faturas emitidas pela concessionária de energia para essa estação no período de 1 ano indicado. A demanda contratada na ponta e fora de ponta para essa estação é de 250 kW.

*Tabela 4: Histórico de consumo e demanda da Estação 1.*

Mês/Ano	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Demandas Ponta Registrada (kW)	Demandas Fora Ponta Registrada (kW)
jul/14	11930	117345	198	198
ago/14	12065	107325	198	199
set/14	11865	111920	198	199
out/14	11910	119170	198	198
nov/14	11645	103095	198	198
dez/14	8115	101700	211	211
jan/15	9795	119410	227	237
fev/15	10145	94585	185	202
mar/15	8480	91905	179	180
abr/15	9830	107705	178	180
mai/15	7560	106210	233	233
jun/15	4530	124000	232	233

Com esses dados, simulou-se cada modalidade tarifária, observando as metodologias de cálculo das parcelas, suas condicionantes e as tarifas vigentes, previamente definidas nas seções 3.1.1. e 3.1.2.. As tabelas 5, 6 e 7 são as saídas para a simulação em cada situação:

- **Convencional:**

*Tabela 5: Simulação modalidade Convencional para Estação 1.*

Mês/Ano	P. Cons	P. Dem	P. Ultrap	Total
jul/15	R\$ 49.397,27	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 56.689,77
ago/15	R\$ 45.620,11	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 52.912,61
set/15	R\$ 47.299,49	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 54.591,99
out/15	R\$ 50.086,98	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 57.379,48
nov/15	R\$ 43.843,30	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 51.135,80
dez/15	R\$ 41.961,41	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 49.253,91
jan/16	R\$ 49.370,52	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 56.663,02
fev/16	R\$ 40.018,38	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 47.310,88
mar/16	R\$ 38.358,11	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 45.650,61
abr/16	R\$ 44.911,30	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 52.203,80
mai/16	R\$ 43.472,65	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 50.765,15
jun/16	R\$ 49.112,60	R\$ 7.292,50	R\$ 0,00	R\$ 56.405,10
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 630.962,13</b>

- Horossazonal Verde:

*Tabela 6: Simulação modalidade horossazonal Verde para Estação 1.*

Mês/Ano	P. Cons	P. Dem	P. Ultrap	Total
jul/15	R\$ 56.328,56	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 59.416,06
ago/15	R\$ 52.764,65	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 55.852,15
set/15	R\$ 54.249,87	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 57.337,37
out/15	R\$ 56.982,63	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 60.070,13
nov/15	R\$ 50.745,00	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 53.832,50
dez/15	R\$ 46.416,27	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 49.503,77
jan/16	R\$ 54.787,37	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 57.874,87
fev/16	R\$ 45.974,40	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 49.061,90
mar/16	R\$ 43.184,05	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 46.271,55
abr/16	R\$ 50.491,63	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 53.579,13
mai/16	R\$ 47.486,63	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 50.574,13
jun/16	R\$ 50.800,74	R\$ 3.087,50	R\$ 0,00	R\$ 53.888,24
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 647.261,79</b>

- Horossazonal Azul:

*Tabela 7: Simulação modalidade horossazonal Azul para Estação 1.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 49.561,63	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 58.491,63
ago/15	R\$ 45.921,14	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 54.851,14
set/15	R\$ 47.519,80	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 56.449,80
out/15	R\$ 50.227,04	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 59.157,04
nov/15	R\$ 44.139,72	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 53.069,72
dez/15	R\$ 41.813,28	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 50.743,28
jan/16	R\$ 49.231,45	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 58.161,45
fev/16	R\$ 40.219,95	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 49.149,95
mar/16	R\$ 38.374,02	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 47.304,02
abr/16	R\$ 44.915,86	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 53.845,86
mai/16	R\$ 43.198,44	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 52.128,44
jun/16	R\$ 48.231,23	R\$ 8.930,00	R\$ 0,00	R\$ 57.161,23
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 650.513,57</b>

Para este caso, observa-se que a modalidade mais adequada seria a Convencional, com um valor de R\$19.551,44 menor que a simulação para a modalidade vigente horossazonal Azul.

Em adição, pode-se verificar o sobredimensionamento da demanda contratada (250 kW), visto que o valor de demanda registrada máxima foi de 237 kW em janeiro de 2015. Desta forma, pode-se adequar também a demanda contratada desta estação, de forma a reduzir a parcela de demanda faturada. Com uma demanda contratada de 237 kW, que foi a máxima observada no período, ainda seria possível reduzir R\$ 4.550,52 da fatura. Mesmo que a nova demanda contratada seja exatamente o valor da demanda máxima registrada, tem-se ainda a tolerância de 5% deste valor para não contabilização de demanda de ultrapassagem.

- **Estação 2**

A tabela 8 indica as variáveis de interesse extraídas das faturas emitidas pela concessionária de energia para essa estação no período de 1 ano indicado. A demanda contratada na ponta e fora de ponta para essa estação é de 1350 kW. Os valores indicados em vermelho referem-se às demandas registradas que ultrapassaram os valores contratados.

*Tabela 8: Histórico de consumo e demanda da Estação 2.*

Mês/Ano	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Demanda Ponta Registrada (kW)	Demanda Fora Ponta Registrada (kW)
jul/14	78302	837240	1260	1253
ago/14	75868	772320	0	0
set/14	80866	806240	1216	1216
out/14	79223	770000	1211	1214
nov/14	77497	805380	1216	1226
dez/14	70692	725640	1236	1246
jan/15	78182	828120	1265	1270
fev/15	78298	828060	1258	1255
mar/15	73661	779580	1253	1258
abr/15	64793	799002	1250	1255
mai/15	54195	786296	1262	1649
jun/15	38863	818021	1260	1270

- **Convencional:**

A simulação para essa estação na modalidade Convencional não é aplicável, visto que a mesma possui demandas registradas superiores a 300 kW, que é o máximo permitido à essa modalidade.

- **Horossazonal Verde:**

*Tabela 9: Simulação modalidade horossazonal Verde para Estação 2.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 394.534,39	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 411.206,89
ago/15	R\$ 367.870,44	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 384.542,94
set/15	R\$ 385.826,28	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 402.498,78
out/15	R\$ 370.634,77	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 387.307,27
nov/15	R\$ 381.869,50	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 398.542,00
dez/15	R\$ 344.998,23	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 361.670,73
jan/16	R\$ 391.028,30	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 407.700,80
fev/16	R\$ 391.131,36	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 407.803,86
mar/16	R\$ 368.174,84	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 384.847,34
abr/16	R\$ 365.788,36	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 382.460,86
mai/16	R\$ 349.638,80	R\$ 16.672,50	R\$ 4.903,60	R\$ 371.214,90
jun/16	R\$ 344.826,40	R\$ 16.672,50	R\$ 0,00	R\$ 361.498,90
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 4.661.295,27</b>

- **Horossazonal Azul:**

*Tabela 10: Simulação modalidade horossazonal Azul para Estação 2.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 350.119,93	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 398.341,93
ago/15	R\$ 324.836,59	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 373.058,59
set/15	R\$ 339.957,47	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 388.179,47
out/15	R\$ 325.697,90	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 373.919,90
nov/15	R\$ 337.911,65	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 386.133,65
dez/15	R\$ 304.900,31	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 353.122,31
jan/16	R\$ 346.681,91	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 394.903,91
fev/16	R\$ 346.719,17	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 394.941,17
mar/16	R\$ 326.392,84	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 374.614,84
abr/16	R\$ 329.036,47	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 377.258,47
mai/16	R\$ 318.898,31	R\$ 48.222,00	R\$ 7.385,30	R\$ 374.505,61
jun/16	R\$ 322.782,53	R\$ 48.222,00	R\$ 0,00	R\$ 371.004,53
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 4.559.984,39</b>

Aqui observa-se que a modalidade mais adequada é a vigente, horossazonal Azul. Com um montante inferior em R\$ 101.310,88 comparado ao da modalidade horossazonal Verde.

Para a demanda contratada, observa-se um cenário atípico, em que somente no mês de maio de 2015 foi registrada uma demanda de ultrapassagem de 1649 kW. Para os outros meses, o valor máximo observado para a demanda foi de 1270 kW.

Como a ultrapassagem foi pontual, ela não compõe o padrão de utilização desta estação, por isso a adequação da demanda contratada aqui ainda é viável. Assim, desconsiderando o mês de maio de 2015 da análise, a demanda registrada máxima observada no período foi de 1270 kW. Com uma adequação da demanda contratada para 1270 kW, seria possível se reduzir a parcela de demanda em R\$ 32.315,20, caso o padrão de uso se mantenha. Vale ressaltar que a estimativa não analisa outros componentes, *e.g.*, expectativa de crescimento da demanda, que tornariam a adequação mais precisa.

- **Estação 3**

A tabela 11 indica as variáveis de interesse extraídas das faturas emitidas pela concessionária de energia para essa estação no período de 1 ano indicado. A demanda contratada na ponta e fora de ponta para essa estação é de 140 kW. Os valores indicados em vermelho referem-se às demandas registradas que ultrapassaram os valores contratados.

*Tabela 11: Histórico de consumo e demanda da Estação 3.*

Mês/Ano	Consumo Ponta(kWh)	Consumo Fora Ponta(kWh)	Demandra Ponta	Demandra Fora Ponta Registrada(kW)
jul/14	8535	87583	146	146
ago/14	8575	83876	145	145
set/14	7900	72924	156	157
out/14	7922	85217	148	151
nov/14	8274	82501	0	0
dez/14	7814	79814	143	143
jan/15	8078	89990	143	143
fev/15	7870	81908	142	142
mar/15	8068	86262	141	141
abr/15	7656	82276	142	142
mai/15	2915	76532	142	142
jun/15	1586	84467	58	143

- **Convencional:**

*Tabela 12: Simulação modalidade Convencional para Estação 3.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 36.727,65	R\$ 4.258,82	R\$ 0,00	R\$ 40.986,47
ago/15	R\$ 35.326,45	R\$ 4.229,65	R\$ 0,00	R\$ 39.556,10
set/15	R\$ 30.883,66	R\$ 4.083,80	R\$ 991,78	R\$ 35.959,24
out/15	R\$ 35.589,34	R\$ 4.083,80	R\$ 641,74	R\$ 40.314,88
nov/15	R\$ 34.686,04	R\$ 4.083,80	R\$ 0,00	R\$ 38.769,84
dez/15	R\$ 33.483,54	R\$ 4.171,31	R\$ 0,00	R\$ 37.654,85
jan/16	R\$ 37.472,76	R\$ 4.171,31	R\$ 0,00	R\$ 41.644,07
fev/16	R\$ 34.305,07	R\$ 4.142,14	R\$ 0,00	R\$ 38.447,21
mar/16	R\$ 36.044,44	R\$ 4.112,97	R\$ 0,00	R\$ 40.157,41
abr/16	R\$ 34.363,92	R\$ 4.142,14	R\$ 0,00	R\$ 38.506,06
mai/16	R\$ 30.357,49	R\$ 4.142,14	R\$ 0,00	R\$ 34.499,63
jun/16	R\$ 32.881,71	R\$ 4.171,31	R\$ 0,00	R\$ 37.053,02
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 463.548,78</b>

- **Horossazonal Verde:**

*Tabela 13: Simulação modalidade horossazonal Verde para Estação 3.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 41.643,31	R\$ 1.803,10	R\$ 0,00	R\$ 43.446,41
ago/15	R\$ 40.314,07	R\$ 1.790,75	R\$ 0,00	R\$ 42.104,82
set/15	R\$ 35.530,34	R\$ 1.729,00	R\$ 278,80	R\$ 37.538,14
out/15	R\$ 40.105,33	R\$ 1.729,00	R\$ 180,40	R\$ 42.014,73
nov/15	R\$ 39.479,93	R\$ 1.729,00	R\$ 0,00	R\$ 41.208,93
dez/15	R\$ 37.988,34	R\$ 1.766,05	R\$ 0,00	R\$ 39.754,39
jan/16	R\$ 42.040,91	R\$ 1.766,05	R\$ 0,00	R\$ 43.806,96
fev/16	R\$ 38.824,08	R\$ 1.753,70	R\$ 0,00	R\$ 40.577,78
mar/16	R\$ 40.649,90	R\$ 1.741,35	R\$ 0,00	R\$ 42.391,25
abr/16	R\$ 38.729,22	R\$ 1.753,70	R\$ 0,00	R\$ 40.482,92
mai/16	R\$ 31.482,53	R\$ 1.753,70	R\$ 0,00	R\$ 33.236,23
jun/16	R\$ 32.985,03	R\$ 1.766,05	R\$ 0,00	R\$ 34.751,08
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 481.313,65</b>

- **Horossazonal Azul:**

*Tabela 14: Simulação modalidade horossazonal Azul para Estação 3.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 36.802,09	R\$ 5.215,12	R\$ 0,00	R\$ 42.017,21
ago/15	R\$ 35.450,16	R\$ 5.179,40	R\$ 0,00	R\$ 40.629,56
set/15	R\$ 31.049,30	R\$ 5.000,80	R\$ 1.167,74	R\$ 37.217,84
out/15	R\$ 35.611,82	R\$ 5.000,80	R\$ 645,62	R\$ 41.258,24
nov/15	R\$ 34.786,76	R\$ 5.000,80	R\$ 0,00	R\$ 39.787,56
dez/15	R\$ 33.556,09	R\$ 5.107,96	R\$ 0,00	R\$ 38.664,05
jan/16	R\$ 37.458,91	R\$ 5.107,96	R\$ 0,00	R\$ 42.566,87
fev/16	R\$ 34.360,06	R\$ 5.072,24	R\$ 0,00	R\$ 39.432,30
mar/16	R\$ 36.073,57	R\$ 5.036,52	R\$ 0,00	R\$ 41.110,09
abr/16	R\$ 34.386,58	R\$ 5.072,24	R\$ 0,00	R\$ 39.458,82
mai/16	R\$ 29.829,08	R\$ 5.072,24	R\$ 0,00	R\$ 34.901,32
jun/16	R\$ 32.085,42	R\$ 5.037,85	R\$ 0,00	R\$ 37.123,27
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 474.167,12</b>

Para este caso, observa-se que a modalidade mais adequada seria a Convencional, com um valor de R\$10.618,34 menor que a simulação para a modalidade vigente horossazonal Azul.

Em adição, pode-se verificar o subdimensionamento da demanda contratada (140 kW), visto que o valor de demanda registrada máximo foi de 157 kW e a maioria das outras demandas registradas superam os 140 kW contratados. Desta forma, podemos adequar também a demanda contratada desta estação. Com uma demanda contratada de 157 kW, a maior demanda registrada, de setembro de 2014, não seria 5% maior que a contratada, aí não se incidiria a tarifa de ultrapassagem sobre a mesma. No entanto, esse aumento da demanda contratada aumentaria a fatura estimada em R\$1.079,29, mas em contrapartida diminuiria o risco de ultrapassar a demanda.

O aumento da parcela de demanda com a nova demanda contratada (mais adequada à característica de consumo da estação) é explicado pelo fato de que, anteriormente, todas as demandas registradas (exceto a de setembro e de outubro de 2014) não superavam em 5% a demanda contratada, e por isso não se incorria a tarifa de ultrapassagem sobre as mesmas. Então, a margem adquirida pela redução da parcela de setembro e outubro de 2014 foi compensada pelo incremento do faturamento da demanda contratada para os demais meses.

Como o objetivo é a redução de custos, a adequação da demanda contratada se mostrou inviável.

- **Estação 4**

A tabela 15 indica as variáveis de interesse extraídas das faturas emitidas pela concessionária de energia para essa estação no período de 1 ano indicado. A demanda contratada na ponta e fora de ponta para essa estação é de 450 kW. Os valores indicados em vermelho referem-se às demandas registradas que ultrapassaram os valores contratados.

*Tabela 15: Histórico de consumo e demanda da Estação 4.*

Mês/Ano	Consumo Ponta(kWh)	Consumo Fora Ponta(kWh)	Demand Ponta Registrada(kW)	Demand Fora Ponta Registrada(kW)
jul/14	23480	225410	386	397
ago/14	23600	250420	389	409
set/14	23100	221790	390	408
out/14	23290	237600	387	405
nov/14	21800	212800	384	411
dez/14	21540	215790	381	404
jan/15	22250	262850	403	412
fev/15	22290	233720	399	411
mar/15	23830	234580	419	436
abr/15	23320	267570	421	499
mai/15	17220	243010	400	440
jun/15	16780	248890	417	453

- **Convencional:**

A simulação para essa estação na modalidade Convencional não é aplicável, visto que a mesma possui demandas registradas superiores a 300 kW, que é o máximo permitido à essa modalidade.

- Horossazonal Verde:

*Tabela 16: Simulação modalidade horossazonal Verde para Estação 4.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 108.811,01	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 114.368,51
ago/15	R\$ 118.200,05	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 123.757,55
set/15	R\$ 107.060,39	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 112.617,89
out/15	R\$ 113.118,92	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 118.676,42
nov/15	R\$ 102.328,07	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 107.885,57
dez/15	R\$ 103.154,27	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 108.711,77
jan/16	R\$ 121.344,07	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 126.901,57
fev/16	R\$ 110.602,46	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 116.159,96
mar/16	R\$ 112.584,00	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 118.141,50
abr/16	R\$ 124.247,11	R\$ 5.557,50	R\$ 803,60	R\$ 130.608,21
mai/16	R\$ 108.566,50	R\$ 5.557,50	R\$ 0,00	R\$ 114.124,00
jun/16	R\$ 110.268,27	R\$ 5.594,55	R\$ 0,00	R\$ 115.862,82
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 1.407.815,77</b>

- Horossazonal Azul:

*Tabela 17: Simulação modalidade horossazonal Azul para Estação 4.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 95.492,68	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 111.566,68
ago/15	R\$ 104.813,66	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 120.887,66
set/15	R\$ 93.957,61	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 110.031,61
out/15	R\$ 99.908,36	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 115.982,36
nov/15	R\$ 89.962,68	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 106.036,68
dez/15	R\$ 90.936,35	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 107.010,35
jan/16	R\$ 108.723,42	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 124.797,42
fev/16	R\$ 97.959,13	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 114.033,13
mar/16	R\$ 99.067,15	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 115.141,15
abr/16	R\$ 111.019,54	R\$ 16.074,00	R\$ 1.210,30	R\$ 128.303,84
mai/16	R\$ 98.798,98	R\$ 16.074,00	R\$ 0,00	R\$ 114.872,98
jun/16	R\$ 100.750,32	R\$ 16.111,05	R\$ 0,00	R\$ 116.861,37
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 1.385.525,22</b>

Aqui observa-se que a modalidade mais adequada é a vigente, horossazonal Azul. Com um montante inferior em R\$ 22.290,55 comparado ao da modalidade horossazonal Verde.

Nesta estação mesmo que seja adequada a demanda contratada para 476 kW, tornando a demanda registrada de abril de 2016 até 5% maior que a contratada, não seria possível se reduzir a parcela de demanda. Isso porque mesmo com a redução da parcela neste mês, o

montante total seria de R\$1.395.422,51 devido ao incremento da parcela dos demais meses. Isso se deve à anormalidade da demanda exclusivamente no mês de abril de 2015, sendo o único mês em que houve ultrapassagem da demanda contratada.

- **Estação 5**

A tabela 18 indica as variáveis de interesse extraídas das faturas emitidas pela concessionária de energia para essa estação no período de 1 ano indicado. A demanda contratada na ponta e fora de ponta para essa estação é de 200kW. Os valores indicados em vermelho referem-se às demandas registradas que ultrapassaram os valores contratados.

*Tabela 18: Histórico de consumo e demanda da Estação 5.*

Mês/Ano	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Demandas Ponta Registrada (kW)	Demandas Fora Ponta Registrada (kW)
jul/14	8588	77086	180	205
ago/14	8558	80436	180	205
set/14	6932	78192	154	201
out/14	7010	70924	156	201
nov/14	7702	75830	179	190
dez/14	7834	73410	198	203
jan/15	9696	93816	200	203
fev/15	9288	95228	199	203
mar/15	8876	80620	201	201
abr/15	7602	81942	180	199
mai/15	6900	87910	180	201
jun/15	7772	80152	155	182

- **Convencional:**

*Tabela 19: Simulação modalidade Convencional para Estação 5.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 32.736,89	R\$ 5.979,85	R\$ 0,00	R\$ 38.716,74
ago/15	R\$ 34.005,50	R\$ 5.979,85	R\$ 0,00	R\$ 39.985,35
set/15	R\$ 32.526,73	R\$ 5.863,17	R\$ 0,00	R\$ 38.389,90
out/15	R\$ 29.779,36	R\$ 5.863,17	R\$ 0,00	R\$ 35.642,53
nov/15	R\$ 31.918,41	R\$ 5.542,30	R\$ 0,00	R\$ 37.460,71
dez/15	R\$ 31.044,14	R\$ 5.921,51	R\$ 0,00	R\$ 36.965,65
jan/16	R\$ 39.552,97	R\$ 5.921,51	R\$ 0,00	R\$ 45.474,48
fev/16	R\$ 39.936,61	R\$ 5.921,51	R\$ 0,00	R\$ 45.858,12
mar/16	R\$ 34.197,32	R\$ 5.863,17	R\$ 0,00	R\$ 40.060,49
abr/16	R\$ 34.215,66	R\$ 5.804,83	R\$ 0,00	R\$ 40.020,49
mai/16	R\$ 36.227,85	R\$ 5.863,17	R\$ 0,00	R\$ 42.091,02
jun/16	R\$ 33.596,64	R\$ 5.308,94	R\$ 0,00	R\$ 38.905,58
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 479.571,06</b>

- **Horrossazonal Verde:**

*Tabela 20: Simulação modalidade horrossazonal Verde para Estação 5.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 37.814,25	R\$ 2.531,75	R\$ 0,00	R\$ 40.346,00
ago/15	R\$ 39.022,12	R\$ 2.531,75	R\$ 0,00	R\$ 41.553,87
set/15	R\$ 36.435,31	R\$ 2.482,35	R\$ 0,00	R\$ 38.917,66
out/15	R\$ 33.828,71	R\$ 2.482,35	R\$ 0,00	R\$ 36.311,06
nov/15	R\$ 36.392,39	R\$ 2.346,50	R\$ 0,00	R\$ 38.738,89
dez/15	R\$ 35.638,99	R\$ 2.507,05	R\$ 0,00	R\$ 38.146,04
jan/16	R\$ 45.204,79	R\$ 2.507,05	R\$ 0,00	R\$ 47.711,84
fev/16	R\$ 45.286,93	R\$ 2.507,05	R\$ 0,00	R\$ 47.793,98
mar/16	R\$ 39.433,67	R\$ 2.482,35	R\$ 0,00	R\$ 41.916,02
abr/16	R\$ 38.547,24	R\$ 2.457,65	R\$ 0,00	R\$ 41.004,89
mai/16	R\$ 39.998,64	R\$ 2.482,35	R\$ 0,00	R\$ 42.480,99
jun/16	R\$ 38.068,12	R\$ 2.247,70	R\$ 0,00	R\$ 40.315,82
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 495.237,07</b>

- **Horossazonal Azul:**

*Tabela 21: Simulação modalidade horossazonal Azul para Estação 5.*

Mês/Ano	Parcela de Consumo	Parcela de Demanda	Parcela de Ultrapassagem	Total
jul/15	R\$ 32.942,96	R\$ 7.205,75	R\$ 0,00	R\$ 40.148,71
ago/15	R\$ 34.167,85	R\$ 7.205,75	R\$ 0,00	R\$ 41.373,60
set/15	R\$ 32.503,34	R\$ 7.156,35	R\$ 0,00	R\$ 39.659,69
out/15	R\$ 29.852,50	R\$ 7.156,35	R\$ 0,00	R\$ 37.008,85
nov/15	R\$ 32.023,66	R\$ 7.144,00	R\$ 0,00	R\$ 39.167,66
dez/15	R\$ 31.195,39	R\$ 7.181,05	R\$ 0,00	R\$ 38.376,44
jan/16	R\$ 39.705,02	R\$ 7.181,05	R\$ 0,00	R\$ 46.886,07
fev/16	R\$ 40.018,59	R\$ 7.181,05	R\$ 0,00	R\$ 47.199,64
mar/16	R\$ 34.399,02	R\$ 7.179,72	R\$ 0,00	R\$ 41.578,74
abr/16	R\$ 34.235,24	R\$ 7.144,00	R\$ 0,00	R\$ 41.379,24
mai/16	R\$ 36.084,83	R\$ 7.156,35	R\$ 0,00	R\$ 43.241,18
jun/16	R\$ 33.659,69	R\$ 7.144,00	R\$ 0,00	R\$ 40.803,69
<b>TOTAL</b>				<b>R\$ 496.823,51</b>

Para este caso, observa-se que a modalidade mais adequada seria a Convencional, com um valor de R\$17.252,45 menor que a simulação para a modalidade vigente horossazonal Azul.

Aqui a demanda contratada se mostra adequada, pois nenhuma das demandas registradas ultrapassam em 5% o valor da contratada e não se tem casos críticos de subutilização.

### Análise de Sensibilidade

Aplicando-se uma análise de sensibilidade para cada um dos casos, é possível ainda se prever e antecipar possíveis oscilações futuras de demanda e como elas afetam a modalidade tarifária adotada.

Para esta análise, foram considerados incrementos de 5% e 10% na demanda registrada das estações em um período de 5 anos consecutivos. A cada um desses 5 anos, foram ressimuladas as modalidades para cada estação, de modo a se prever a validade da adequação para as duas hipóteses de sensibilidade (5% e 10%) neste período de tempo.

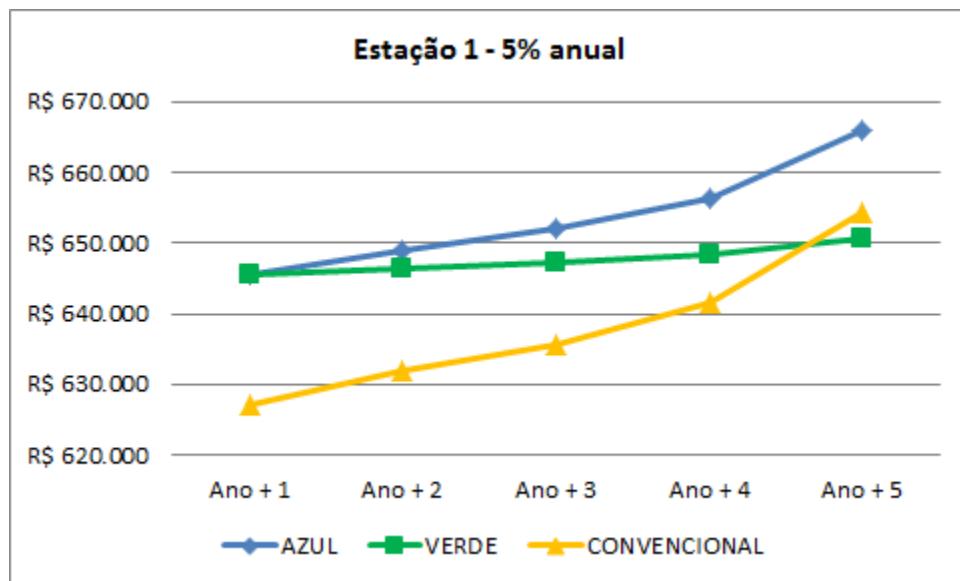
Por uma análise gráfica dos montantes anuais esperados com o crescimento da demanda, é possível inferir quando a readequação da modalidade deverá ser feita, caso cenário de incremento anual se concretize. A interseção das linhas da projeção indica o momento em que a modalidade atual não se mostra mais adequada. Porém, vale ressaltar que para uma melhor readequação da tarifação, deve-se também avaliar a adequação da demanda contratada aos novos padrões de uso.

Isso porquê uma modalidade pode deixar de ser adequada a respectiva estação devido às ultrapassagens de demanda que possam vir a ocorrer (e não exclusivamente pela estrutura tarifária da modalidade).

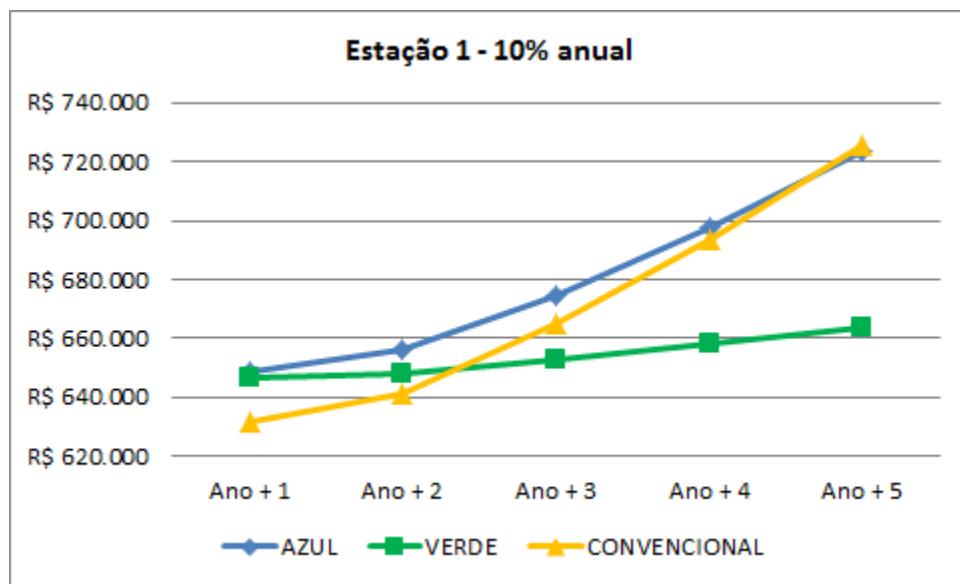
### Estação 1

Após a adequação proposta, a estação 1 estaria observando a modalidade Convencional com demanda contratada de 237kW. O montante das faturas no primeiro ano da adequação seria de R\$ 626.411,61. Os gráficos 1 e 2 ilustram as progressões dos valores faturados para os casos de sensibilidade de 5% e 10%.

*Gráfico 1: Sensibilidade 5% - Estação 1.*



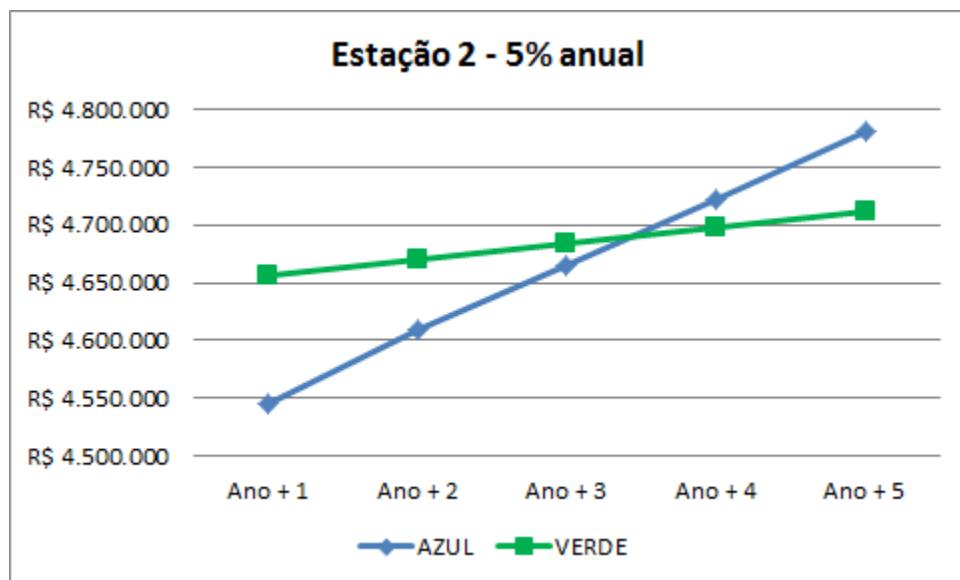
Verifica-se que caso o incremento anual de 5% se concretize, a validade da adequação seria de 4 anos, quando acontece a intersecção dos montantes anuais entre as modalidades Convencional e Verde.

*Gráfico 2: Sensibilidade 10% - Estação 1.*

Para incremento anual de 10% da demanda registrada, a adequação valeria por 2 anos, quando as linhas se cruzam.

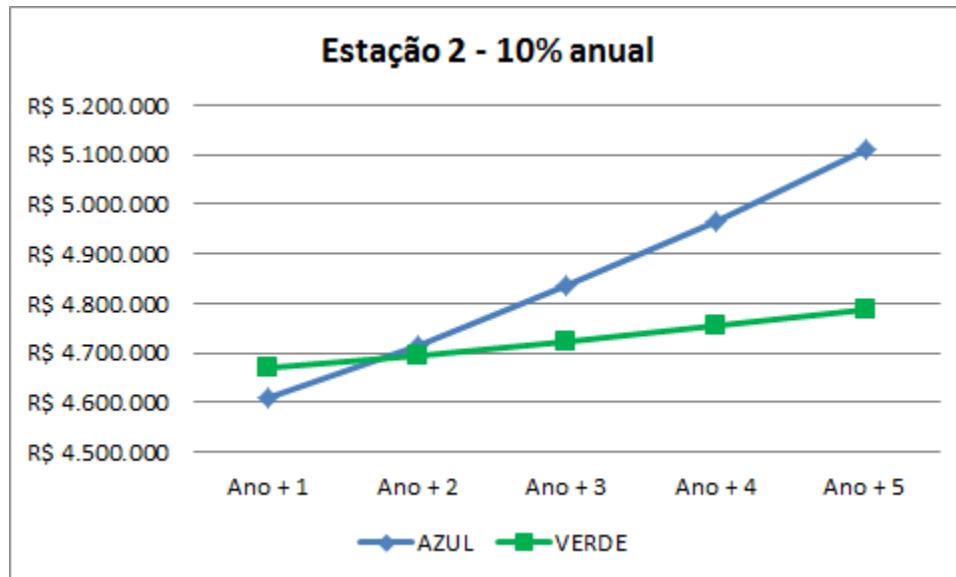
## Estação 2

Após a adequação proposta, a estação 2 estaria observando a modalidade Azul com demanda contratada de 1270kW. O montante das faturas no primeiro ano da adequação seria de R\$4.628.980,07. Os gráficos 3 e 4 ilustram as progressões dos valores faturados para os casos de sensibilidade de 5% e 10%.

*Gráfico 3: Sensibilidade 5% - Estação 2.*

Com o incremento anual de 5% da demanda contratada, a modalidade Azul (e a demanda contratada de 1270kW) seriam válidas por 3 anos, quando uma nova adequação de ambas se faria necessária.

*Gráfico 4: Sensibilidade 10% - Estação 2.*



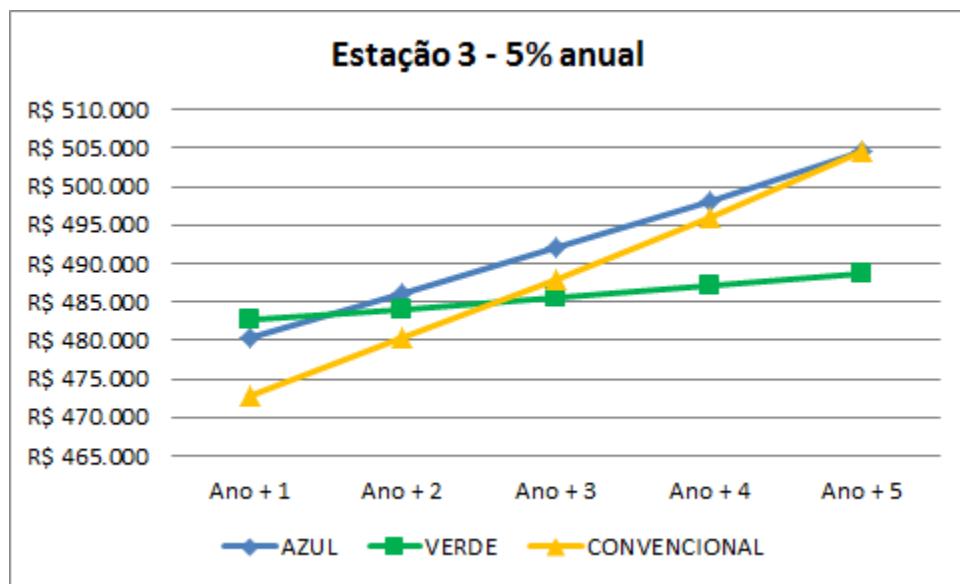
Para incremento anual de 10% das demandas registradas, a interseção acontece brevemente e no segundo ano da adequação.

Após o primeiro ano, com uma nova análise dadequação da modalidade e demanda contratada, pode ser que a modalidade azul ainda seja a mais adequada dependendo da adequação da demanda contratada, *e.g.*, com uma nova demanda contratada de 1400kW, a modalidade tarifária mais adequada ainda seria a Azul. Isso porquê as projeções foram feitas para a demanda contratada inicial (em todas as 5 estações).

### Estação 3

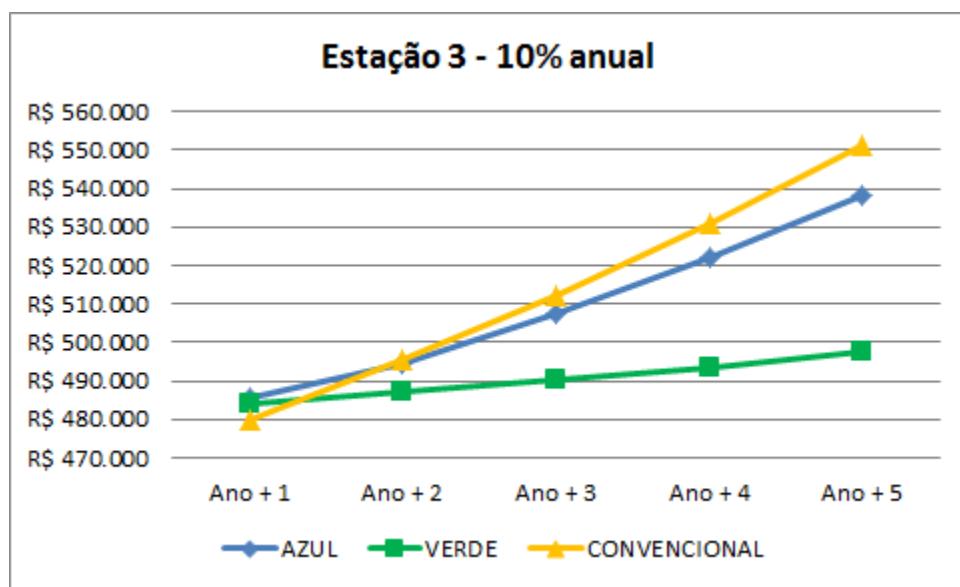
Após a adequação proposta, a estação 3 estaria observando a modalidade Convencional com demanda contratada de 140kW. O montante das faturas no primeiro ano da adequação seria de R\$463.548,78. Os gráficos 5 e 6 ilustram as progressões dos valores faturados para os casos de sensibilidade de 5% e 10%.

Gráfico 5: Sensibilidade 5% - Estação 3.



Com incremento anual de 5%, esta adequação seria válida por 2 anos.

Gráfico 6: Sensibilidade 10% - Estação 3.

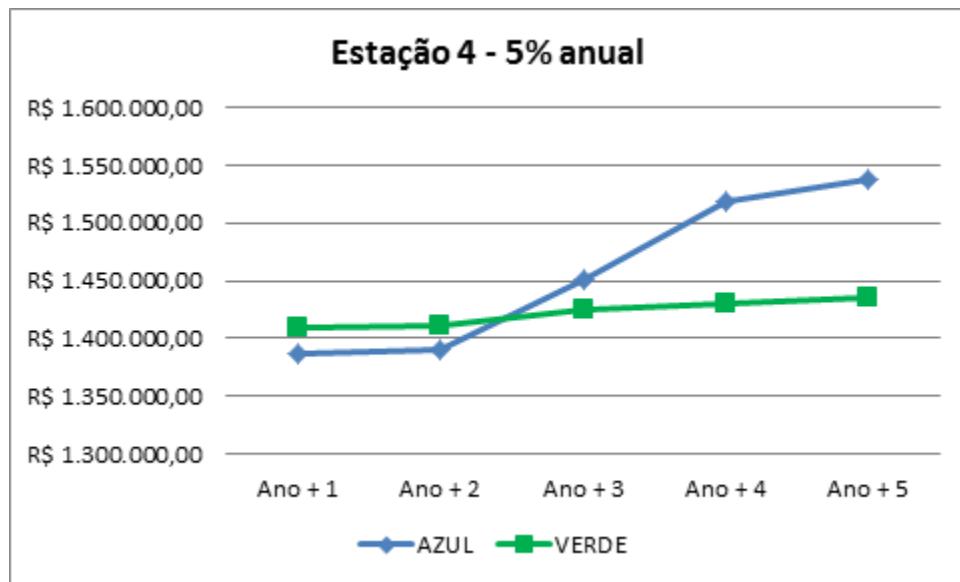


Para incremento anual de 10%, a adequação se faria necessária logo após 1 ano.

#### Estação 4

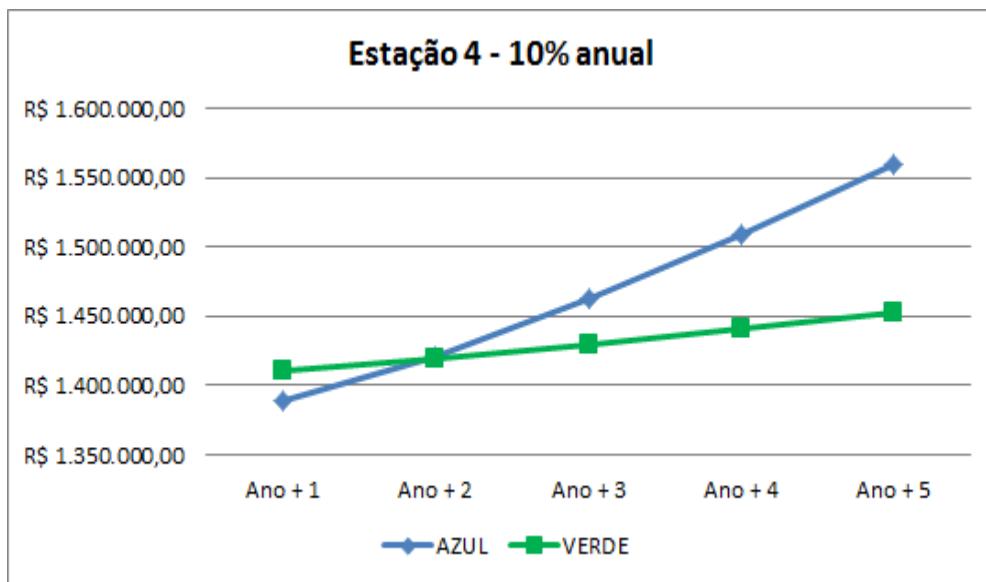
Após a adequação proposta, a estação 4 estaria observando a modalidade Azul com demanda contratada de 450kW. O montante das faturas no primeiro ano da adequação seria de R\$1.385.525,22. As progressões dos valores para casos de 5% e 10% de sensibilidade são dadas pelos gráficos 7 e 8.

Gráfico 7: Sensibilidade 5% - Estação 4.



Aqui se vê que a modalidade azul seria adequada por um prazo de 2 anos, quando se incorre ultrapassagens da demanda e a fatura sofre um salto de valor.

Gráfico 8: Sensibilidade 10% - Estação 4.



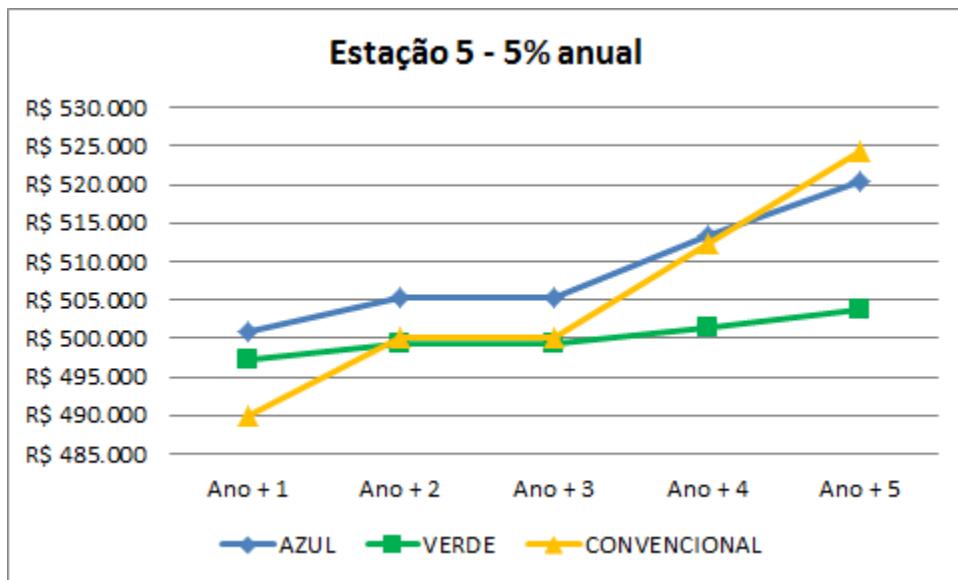
Caso a demanda incremente 10% anualmente, a readequação deverá ser realizada logo após o primeiro ano de adequação.

## Estação 5

Após a adequação proposta, a estação 5 estaria observando a modalidade Convencional com demanda contratada de 200kW. O montante das faturas no primeiro ano da adequação seria

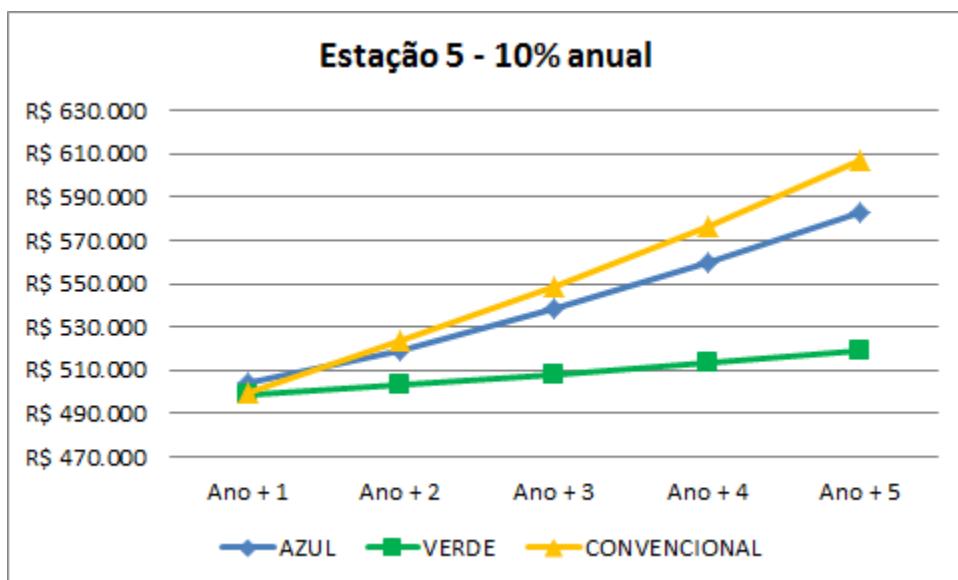
de R\$479.572,06. As progressões dos valores para casos de 5% e 10% de sensibilidade são dadas pelos gráficos 9 e 10.

*Gráfico 9: Sensibilidade 5% - Estação 5.*



Com incremento anual de 5%, a reavaliação da tarifação desta estação se mostra necessária em 2 anos.

*Gráfico 10: Sensibilidade 10% - Estação 5.*



Para uma maior sensibilidade de 10%, verifica-se que a reavaliação da tarifação é pertinente logo após o primeiro ano da adequação.

Verifica-se então que a volatilidade dos padrões de consumo podem tornar as modalidades tarifárias e demandas contratadas inadequadas a este novo padrão, o que indica que a avaliação contínua dos padrões de uso e das tarifações das estações deveria ser feita continuamente.



## 5. CONCLUSÃO

---

Para as estações 1, 3 e 5 conclui-se que a modalidade tarifária mais adequada às características de consumo dessas estações é a Convencional ao invés da vigente Horossazonal Azul. A adequação da modalidade para estes casos representou reduções expressivas dos valores faturados no período analisado.

Para a estação 1, conclui-se que a adequação da demanda contratada a partir da análise dos padrões de consumo é também um meio eficaz para a redução da demanda faturada das estações, uma vez que além da redução de R\$19.551,44 relativa à modalidade tarifária, foi possível ainda se reduzir R\$4.550,52 por meio desta adequação. Já na estação 3, a adequação da demanda contratada não representaria uma diminuição do faturamento e sim uma diminuição do risco de ultrapassagem da demanda, como o objetivo é a redução de custos, a adequação da demanda contratada se mostrou inviável. Vale ressaltar que uma análise mais detalhada de fatores como a perspectiva de crescimento da demanda tornaria a adequação mais eficaz para a redução de custos da estação. Para a estação 5, conclui-se que apenas a adequação da modalidade tarifária é viável, uma vez que a demanda contratada se mostra coerente às demandas registradas no período analisado.

Os resultados das simulações das estações 2 e 4 mostraram que a modalidade tarifária Horossazonal Azul já observada nestas estações é adequada aos padrões de consumo das mesmas. No entanto, conclui-se com o resultado da estação 2 que, mesmo que a modalidade esteja adequada, a adequação da demanda contratada, sozinha, já é um importante meio para a redução de custos nestas estações, uma vez que foi alcançada redução de R\$ 32.315,20 no faturamento da demanda nesta estação somente por este meio.

Com os resultados da simulação para a estação 4, conclui-se que mesmo observando tarificações coerentes com seu padrão de consumo, ainda há formas de melhor se adequar a demanda contratada, uma vez que para a maioria dos meses enxerga-se casos de subutilização. Conclui-se então, que por vezes é mais vantajoso, financeiramente, assumir algumas ultrapassagens de demanda em meses pontuais, em detrimento de um menor faturamento da demanda contratada para os demais meses, como mostrado no resultado da estação 2.

Pelos resultados apresentados, as estimativas de fatura de demanda e consumo para unidades consumidoras se mostrou uma medida eficaz, para o planejamento e redução de custos em um posto consumidor. É um método simples e suas variáveis de entrada são de fácil obtenção. No entanto, o método se mostrou limitado em alguns contextos específicos, *e.g.*, estações observando inicialmente modalidade Convencional, uma vez que para a viabilidade desta

aplicação, seriam necessárias outras fontes de dados de consumo e demanda que podem ser, por vezes, mais custosos de se obter.

Para as estações 1 e 2, verifica-se que com um incremento anual de 5% da demanda contratada, a modalidade tarifária vigente deixa de ser adequada no 4º e 3º ano respectivamente. Já para as estações 3, 4 e 5 esse tempo é de 2 anos.

Para um incremento de 10% anual da demanda contratada, a modalidade vigente da estação 1 se mostra adequada por um prazo de 2 anos e para as estações 2, 3, 4 e 5 por um prazo de 1 ano.

Estas análises de sensibilidade, de casos de incremento de 5% e 10% anuais na demanda contratada, permitem concluir que a adequação da modalidade tarifária e demanda contratada em um posto consumidor tem um prazo de validade relativamente curto (entre 1 e 4 anos para as estações estudadas) caso padrões de consumo sofram incrementos anuais contínuos. Por isso, conclui-se que é importante se realizar avaliações periódicas dos postos de consumo, com o objetivo de se adequar a modalidade tarifária e a demanda contratada à estas novas características de consumo, para assim se reduzir as faturas de energia elétrica destes postos.

## **Proposta de Estudo Futuro**

Para os casos em que se observa inicialmente modalidade Convencional ou horossazonal Verde que foram excluídos da análise neste trabalho, tem-se a opção de se recorrer ao software telemétrico das estações, de modo a se obter as variáveis de consumo e demanda em função do período de utilização. Dessa forma, poderíamos generalizar a adequação também para estes casos.

Uma proposta de um possível estudo futuro é se estender mais as análises e adequações considerando-se outros parâmetros na avaliação, como perspectiva de crescimento do consumo e da demanda. Em adição, tendo-se acesso ao software de telemetria para estas estações, pode-se extrair os dados necessários à análise também para as modalidades Convencional e horossazonal Verde.

Visto que, por vezes, os sistemas de telemetrias fornecem as informações de uso em cada uma das bombas das estações e se conhece a estrutura de conexão entre as estações, é possível também se analisar estas variáveis e propor otimizações no funcionamento das bombas, *e.g.*, encher os reservatórios imediatamente antes dos horários de ponta, preterir o uso de certas estações que possam estar no seu limite de uso da demanda contratada.



## **REFERÊNCIAS**

---

**ANEEL. Nota Técnica nº 363/2010-SRE/ANEEL.** Brasília, 06 de dezembro de 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/>>. Acesso em 17 de setembro de 2016.

**ANEEL. Resolução Homologatória nº 2.016 de 26 de janeiro de 2016.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20162016ti.pdf>>. Acesso em 10 de setembro de 2016.

**ANEEL. Resolução Normativa nº479 de 03 de abril de 2012.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em 10 de setembro de 2016.

**ANEEL. Resolução Normativa nº414 de 09 de setembro de 2010.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em 23 de setembro de 2016.

**ANEEL. Resolução Normativa nº418 de 23 de novembro de 2010.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010418.pdf>>. Acesso em 23 setembro de 2016.

**ANEEL. Resolução Normativa nº2.069 de 26 de abril de 2016.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010418.pdf>>. Acesso em 24 de setembro de 2016.

**BERNARDES, W. M. S. et al** **Análise de sistemas de bombeamento sob enfoque da eficiência energética , SAE Araguari, MG.** 2011. Artigo apresentado no IV Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, Juiz de Fora/MG. Agosto, 2011.

**CERQUEIRA, G. A. et al.** **A Crise Hídrica e suas Consequências.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, abril/2015 (Boletim do Legislativo nº27, de 2015). Disponível em: <[www.senado.leg.br/estudos/](http://www.senado.leg.br/estudos/)>. Acesso em 14 de agosto de 2016.

**CCEE. Preços, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em 25 de setembro de 2016.

**MME. Manual de tarifação de Energia Elétrica.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 23 de setembro de 2016.

**PEDROSA, R. G. Estudo do Modelo Brasileiro de Tarifação do Uso da Energia Elétrica.** 2012. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Energia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. 2012 .

**PRORET. ANEEL. Resolução Normativa nº657 de 15 de abril de 2015** Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais– Revisão 2.0. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/>>. Acesso em 24 de setembro de 2016.

**SILVA, R. M. Bandeiras Tarifárias: benefício ou prejuízo ao consumidor?** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, março/ 2016 (Texto para Discussão nº 191). Disponível em: <[www.senado.leg.br/estudos/](http://www.senado.leg.br/estudos/)>. Acesso em 16 de agosto de 2016.

**TEIXEIRA, E. S. e BARBOSA, A. T. R. Readequação Operacional e de Eficiência Energética em Sistemas de Abastecimento de Água.** 2016. Artigo apresentado no VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal/RN. 2016.

**OLIVEIRA FILHO, et al. Metodologia de Diagnóstico Energético em Estação de Captação de Água.** 2011. Artigo na Revista Brasileira Ágricola e Ambiental. Outubro, 2011.