

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA

GUILHERME LUÍS SUCKOW  
GUILHERME WEIGERT  
THOMAZ EDISON BUDNE

**ESTUDO DAS MUDANÇAS NA LEGISLAÇÃO DE TARIFAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA – UM ENFOQUE A CONSUMIDORES CATIVOS  
DE CURITIBA E REGIÃO METROPOLITANA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA  
2014

GUILHERME LUÍS SUCKOW  
GUILHERME WEIGERT  
THOMAZ EDISON BUDNE

**ESTUDO DAS MUDANÇAS NA LEGISLAÇÃO DE TARIFICAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA – UM ENFOQUE A CONSUMIDORES CATIVOS  
DE CURITIBA E REGIÃO METROPOLITANA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica – do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Erley Schafranski

CURITIBA  
2014

Guilherme Luís Suckow  
Guilherme Weigert  
Thomaz Edison Budne

## Estudo Das Mudanças Na Legislação De Tarifação De Energia Elétrica – Um Enfoque A Consumidores Cativos De Curitiba E Região Metropolitana

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica, Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 12 de Agosto de 2014.

---

Prof. Emerson Rigoni, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

### ORIENTAÇÃO

---

Luiz Erley Schafranski, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

---

Gerson Maximo Tiepolo, Mestre  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Co-Orientador

### BANCA EXAMINADORA

---

Luiz Gustavo Trevisan, Especialista  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Marcelo Rodrigues, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Vilmair Ermenio Wirmond, Mestre  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

À Deus, por nos abençoar com os seus dons.

As nossas famílias, pela compreensão e incentivo aos estudos.

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus que permitiu que tudo isso acontecesse, que esteve e estará presente guiando nossos passos ao longo de nossa vida.

À COPEL pelas informações prestadas pelo setor de medição e faturamento.

As empresas que disponibilizaram as informações referente as faturas de energia e seu consumo.

Ao Professor Luiz Erley Schafranski e Gerson Maximo Tiepolo, pela confiança depositada à elaboração deste trabalho.

A Ana Norian pela ajuda e apoio em todos os momentos.

Enfim, a todos que de alguma forma contribuíram para a elaboração do trabalho.

“Qualquer homem pode alcançar o êxito se dirigir os seus pensamentos numa direção e insistir neles até que faça alguma coisa.”

Thomas Alva Edison

## RESUMO

SUCKOW, Guilherme L.; WEIGERT, Guilherme.; BUDNE, Thomaz E. **Estudo Das Mudanças Na Legislação De Tarifação De Energia Elétrica – Um Enfoque A Consumidores Cativos De Curitiba E Região Metropolitana.** 2014. 64f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Industrial Elétrica, Ênfase em Eletrotécnica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2014

O presente trabalho apresenta de que forma estão ocorrendo as mudanças na legislação referente ao faturamento de energia para consumidores do grupo “A” e “B” vinculados a Companhia Paranaense de Energia Elétrica. Seu embasamento teórico tende a explicar as últimas resoluções normativas da ANEEL, posteriores a 2012, e em consequente a análise dos dados levantados do faturamento de 6 empresas de ramos distintos do comércio e da indústria, com o intuito de exemplificar e verificar o efeito da legislação em seus custos com energia elétrica. Apresentar os resultados obtidos neste estudo, além de propor algumas recomendações individuais a cada caso estudado.

Palavras-Chave: ANEEL. Faturamento. Legislação. Modalidade tarifária.

## ABSTRACT

SUCKOW, Guilherme L.; WEIGERT, Guilherme.; BUDNE, Thomaz E. **Study Of Changes In Legislation Of Charging Electric Power - An Approach to Retail Consumers From Curitiba and its metropolitan area.** 2014. 64f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Industrial Elétrica, Ênfase em Eletrotécnica).Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2014

This paper presents how are occurring changes in legislation related to the billing of energy to consumers in the groups "A" and "B" linked to Companhia Paranaense de Energia Elétrica. Its theoretical foundation tends to explain the latest regulatory ANEEL resolutions, after 2012, and therefore the analysis of the data billing companies of 6 different branches of trade and industry, with intuited to exemplify and verify the effect of the legislation on their electricity costs. Present the results obtained in this study, and propose some recommendations to each individual case studied.

Keywords: ANEEL. Billing. Legislation. Tariff category.

## **LISTA DE SIGLAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CLIA	Centros Logísticos e Industriais Aduaneiros
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
F.P.	Fator de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PEN	Plano de Operação Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifas de Energia
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

## SUMÁRIO DE FIGURAS

Figura 1: Como Calcular Tarifa com tributos .....	22
Figura 2: Fragmento de Fatura emitida pela COPEL em Dezembro de 2013.....	30
Figura 3: Fragmento de Fatura emitida pela COPEL em Janeiro de 2014.....	31
Figura 4: Fachada empresa "A" .....	40
Figura 5: Fachada empresa "B" .....	44
Figura 6: Banco de capacitor.....	50
Figura 7: Fachada Empresa "C" .....	51
Figura 8: Entrada de energia, proteção e medição em média - Empresa "C" .....	52
Figura 9: Entrada de energia desativada e reaproveitada - Empresa "C" .....	52
Figura 10: Fachada da empresa "D" .....	56
Figura 11: Vista panorâmica empresa "D" .....	57
Figura 12: Vista fachada empresa "E" .....	59
Figura 13: Vista fachada empresa "F" .....	62

## SUMÁRIO DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Atendimento à Demanda Máxima– SE/CO/SUL 2013/2017 (MW) .....	16
Gráfico 2: Expectativa de Geração Térmica no SE/CO/SUL 2013/2017 (MW) .....	17
Gráfico 3: Curvas Típicas de Carga .....	18
Gráfico 4: Curvas Típicas de Carga 2 .....	18
Gráfico 5: Histograma de consumo .....	41
Gráfico 6: Histograma de Consumo dia 17 Fev.....	45
Gráfico 7: Histograma de Consumo dia 18 Fev.....	46
Gráfico 8: Histograma de consumo mês de Fev .....	46
Gráfico 9: Histograma de Consumo Médio Diário .....	53
Gráfico 10: Histograma de Consumo Médio Diário .....	57
Gráfico 11: Hisograma de Consumo mês de março empresa “E” .....	60
Gráfico 12: Histgrama de Consmo mês de março empresa “F” .....	63
Gráfico 13: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde Empresa “A” .....	67
Gráfico 14: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde Empresa “B” .....	68
Gráfico 15: Simulação Modalidade Convencional X Horária Azul X Horária Verde Empresa “C” .....	70
Gráfico 16: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde X Horária Azul Empresa “D” .....	71
Gráfico 17: Simulação Modalidade Horária Verde X Horária Azul Empresa “D” .....	71
Gráfico 18: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde Empresa “E” .....	73
Gráfico 19: Simulação Modalidade Convencional X horária Verde X Horária Azul Empresa “F” .....	74

## SUMÁRIO DE TABELAS

Tabela1: Tarifa Convencional Monômnia sem Imposto .....	24
Tabela 2: Calendário Horário de Ponta .....	25
Tabela 3: Tarifa Convencional Binômnia sem Imposto .....	26
Tabela 4: Tarifa Horária Verde sem Imposto.....	27
Tabela 5: Tarifa Horária Azul sem Imposto .....	28
Tabela 6: Reajuste tarifário .....	29
Tabela 7: Tarifa Convencional Monômnia/Bandeiras .....	32
Tabela 8: Postos Tarifários.....	33
Tabela 9: Tarifa Horária Azul/Bandeiras .....	35
Tabela 10: Tarifa Horária Verde/Bandeiras sem Imposto .....	35
Tabela 11: Tarifa Convencional Binômnia/Bandeiras sem Imposto .....	35
Tabela 12: Carga tributária consolidada setor elétrico brasileiro 1999 a 2008 .....	37
Tabela 13: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa “A” .....	42
Tabela 14: Componentes de faturamento .....	43
Tabela 15: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa “B” .....	48
Tabela 16: Componentes de faturamento .....	49
Tabela 17: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa “C” .....	54
Tabela 18: Componentes de faturamento .....	55
Tabela 19: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa “D” .....	58
Tabela 20: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa “E” .....	61
Tabela 21: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa “F” .....	64
Tabela 22: Simulação Valores com e sem energia no Horário de Ponta .....	70
Tabela 23: Simulação Com Contrato de Demanda Distintos.....	72

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1 TEMA.....	14
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA .....	15
1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS .....	17
1.4 OBJETIVOS .....	19
1.4.1 Objetivo Geral.....	19
1.4.2 Objetivos Específicos .....	19
1.5 JUSTIFICATIVA .....	20
1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....	20
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	21
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>22</b>
2.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA E CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO DE ENERGIA .....	22
2.1.1 Grupo “B” .....	23
2.1.2 Grupo “A” .....	24
2.1.2.1 Modalidade tarifária convencional .....	26
2.1.2.2 Modalidade tarifária horária verde .....	26
2.1.2.3 Modalidade tarifária horária azul .....	27
2.2 MUDANÇAS NA LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO .....	28
2.2.1 Mudanças aplicadas ao grupo “B” .....	29
2.2.2 Mudanças aplicadas ao grupo “A” .....	34
2.3 TRIBUTOS E ENCARGOS APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	36
2.3.1 Os Tributos Federais .....	37
2.3.1.1 Programação de Integração Social(PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) .....	37
2.3.2 Os Tributos Estaduais .....	38
2.3.2.1 Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) .....	38
2.3.3 Os Tributos Municipais .....	38
2.3.3.1 Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP).....	38
<b>3. PESQUISA DE CAMPO DOS CONSUMIDORES .....</b>	<b>39</b>

3.1 EMPRESA "A" .....	39
3.1.1 Análise do Faturamento.....	41
3.2 EMPRESA "B" .....	44
3.2.1 Análise do Faturamento .....	47
3.3 EMPRESA "C" .....	50
3.3.1 Análise do Faturamento .....	53
3.4 EMPRESA "D" .....	56
3.4.1 Análise de Faturamento .....	57
3.5 EMPRESA "E" .....	59
3.5.1 Análise do Faturamento .....	63
3.6 EMPRESA "F" .....	62
3.6.1 Análise do Faturamento .....	69
<b>4. CONSIDERAÇÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>66</b>
4.1 EMPRESA A .....	66
4.2 EMPRESA B .....	68
4.3 EMPRESA C .....	69
4.4 EMPRESA D .....	70
4.5 EMPRESA E .....	72
4.6 EMPRESA F.....	73
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>75</b>
GLOSSÁRIO .....	77
REFERÊNCIAS.....	78

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 TEMA

Fazendo-se um breve relato histórico do setor elétrico brasileiro, observa-se que o parque gerador de eletricidade do Brasil foi construído usando predominantemente usinas hidrelétricas. Segundo Creder (2007, p. 01) “no Brasil cerca de 74,7% da energia gerada são através de hidrelétricas, porque o nosso país possui um rico potencial hidráulico. Além do já aproveitado, possui um potencial a ser explorado estimado em mais de 170000 MW”, fato que por um lado é favorável por se tratar de uma fonte de energia de baixo custo a longo prazo, mas por outro torna o sistema dependente das condições climáticas.

Observa-se que o consumo de energia elétrica aumenta gradativamente, assim como aumenta a população e com ela a necessidade de desenvolvimento e crescimento das áreas de comércio, indústria, construção civil, etc.

O consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, como automóveis (que demandam combustíveis), eletrodomésticos e eletroeletrônicos (que exigem acesso à rede elétrica e pressionam o consumo de energia elétrica) (ANEEL, 2008).

Porém, com o aumento do consumo, era necessário aumentar a geração de energia do sistema, mas o posicionamento socioambiental começou a ser desfavorável e ganhou força no final da década de 80 e início da década de 90, inclusive com a homologação da Constituição Federal de 1988 que no capítulo VI do meio ambiente, art. 225, § 3º que diz: “as condutas e atividades consideradas lesivas ao meio ambiente sujeitarão os infratores, pessoas físicas ou jurídicas, a sanções penais e administrativas, independente da obrigação de reparar os danos causados”.

Por esse e por outros motivos se observou a crise de abastecimento de energia que culminou no racionamento enfrentado por grande parte da população brasileira no ano de 2001.

Após seis anos de hibernação dos investimentos em nova capacidade de geração e transmissão, a situação de crise e ameaça de racionamento se concretizaram, no início de 2001. Devido ao modelo e a condução das reformas, o setor energético voltou a ser, 50 anos depois, um importante gargalo ao crescimento do país. Para a sociedade, a energia mais cara é aquela indisponível, o déficit. Mais do que chuva, faltou política e ação para fazer cumprir a legislação, pelos agentes públicos e privados, na área de energia, no Brasil, especialmente nos últimos seis anos, deflagrando uma crise anunciada (SAUER, I. VIEIRA, J. KIRCHNER, C. 2001).

Dessa maneira o governo se viu obrigado a reestruturar o setor elétrico brasileiro, buscar investimentos privados e diversificar a matriz energética para reverter o quadro negativo e pouco promissor instaurado no cenário nacional, alterando alguns aspectos do SIN de modo a garantir a confiabilidade do sistema.

## 1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Segundo ROMERO et al (2003) o setor elétrico brasileiro esta sempre em constante mudança e seus agentes reguladores agem de acordo com as necessidades para manter o sistema funcionando, onde pode-se citar o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O Plano de Operação Energética (PEN) é um plano desenvolvido pelo ONS que visa apresentar avaliações e condições de abastecimento de energia no SIN projetando um cenário dos próximos cinco anos. Segundo o PEN (2013) somente entre janeiro e maio se considera a possibilidade de intercâmbios de potência entre os subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul e Norte/Nordeste, de acordo com gráfico 1.

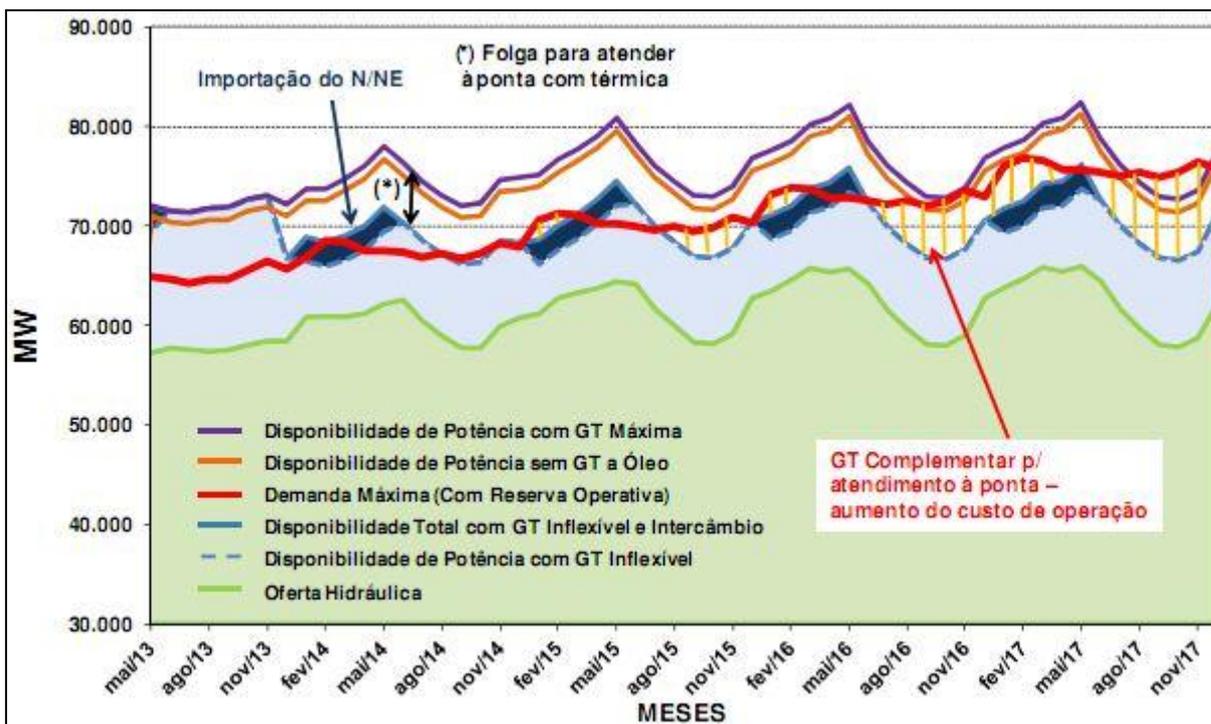


Gráfico 1: Atendimento à Demanda Máxima– SE/CO/SUL 2013/2017 (MW)

Fonte: PEN 2013

Com base no gráfico 1 e de acordo com o PEN 2013 fica explícito a necessidade de se ter outra base de energia elétrica, não apenas a hidráulica.

Observa-se que, para os subsistemas Sudeste/C.Oeste/Sul, em alguns meses do período 2013/2017, os requisitos de demanda máxima, incluindo a reserva operativa, superam a disponibilidade de potência total disponível limitada à inflexibilidade declarada das usinas térmicas locais, o que poderá levar a necessidade de importação adicional de potência dos subsistemas Norte/Nordeste durante o período chuvoso de despachos acima dos montantes de inflexibilidades nas estações secas (área hachurada), dependendo da real disponibilidade hidráulica nesses meses. Destaca-se que ao final de 2016 e 2017, caso não haja a importação de geração térmica dos subsistemas Norte/Nordeste durante o período seco, poderá ser necessária a geração térmica a óleo nesses subsistemas (PEN, 2013).

O gráfico 2, a seguir, apresenta um detalhamento da expectativa de geração térmica para atendimento à demanda máxima dos subsistemas Sudeste/C. Oeste/Sul e Norte/Nordeste, respectivamente, apresentadas anterior.

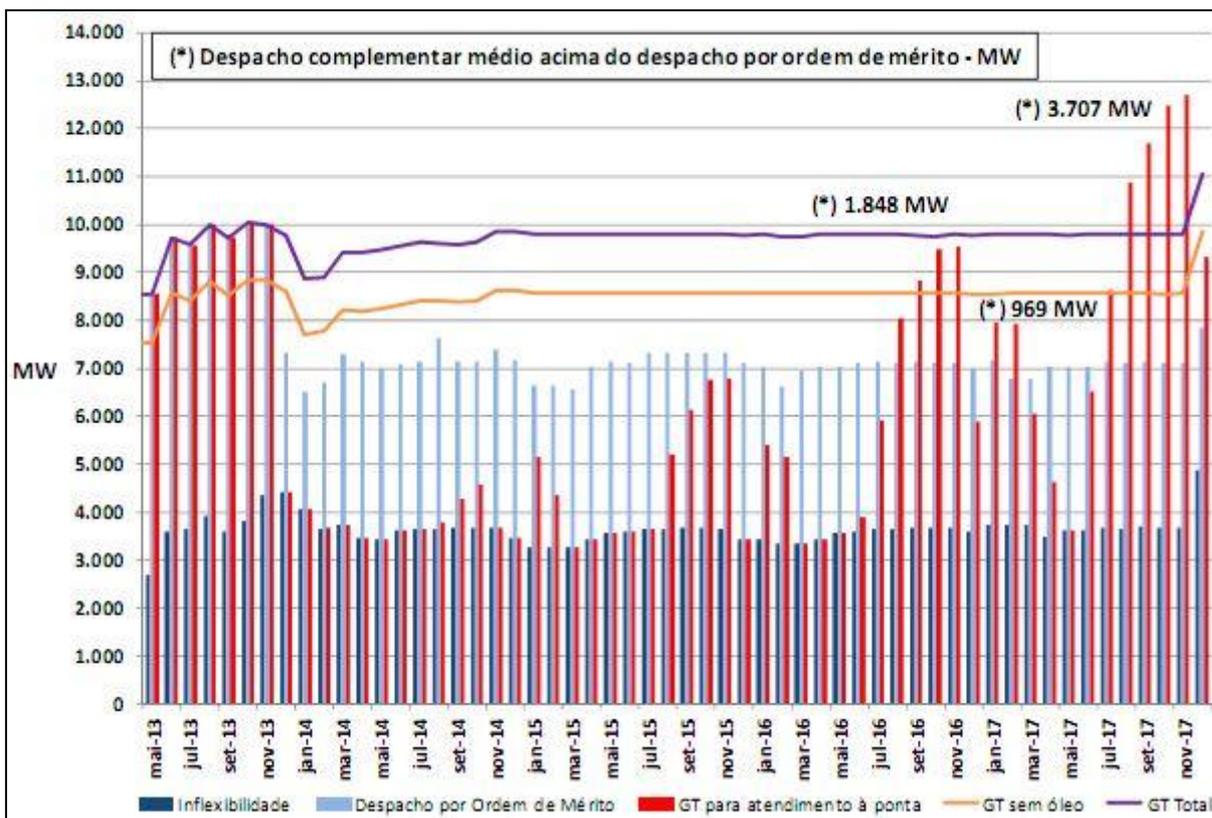


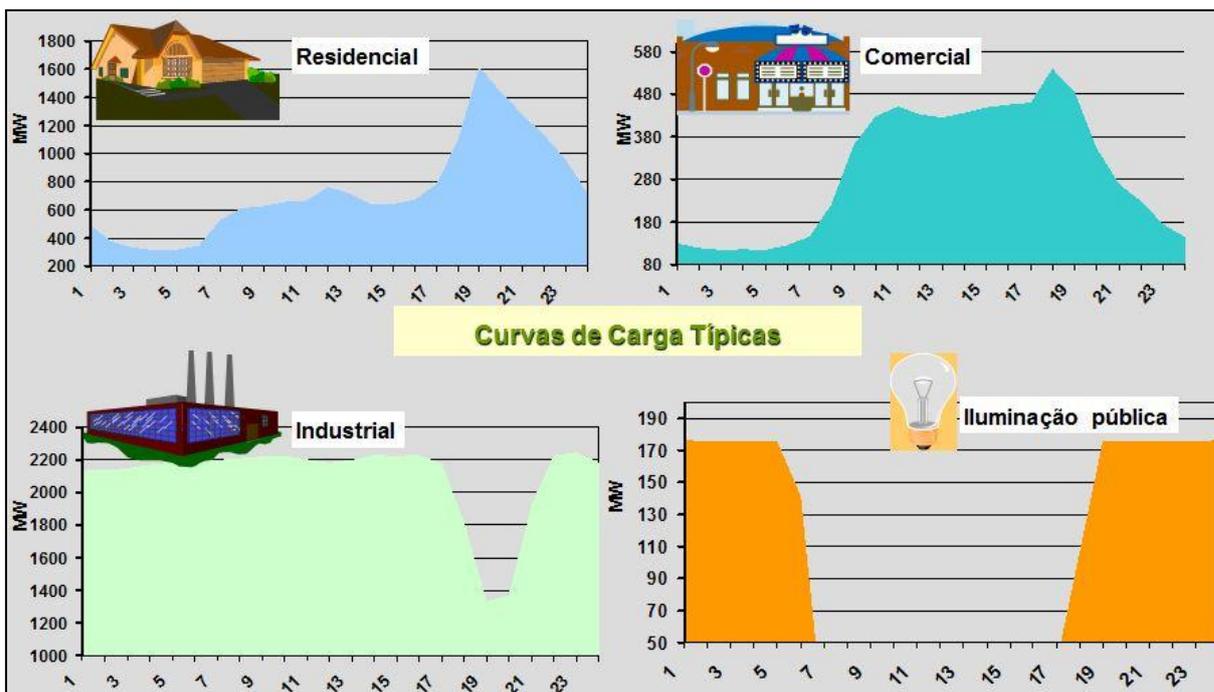
Gráfico 2: Expectativa de Geração Térmica no SE/CO/SUL 2013/2017 (MW)

Fonte: PEN 2013

A atuação dos órgãos competentes do setor elétrico brasileiro é fundamental para o equilíbrio e garantia do abastecimento de energia e será apresentado o reflexo observado no fim do processo, isto é, pelo consumidor final fazendo-se um estudo para analisar do ponto de vista do cliente, as consequências observadas no faturamento de energia no que diz respeito as resoluções homologadas pela ANEEL.

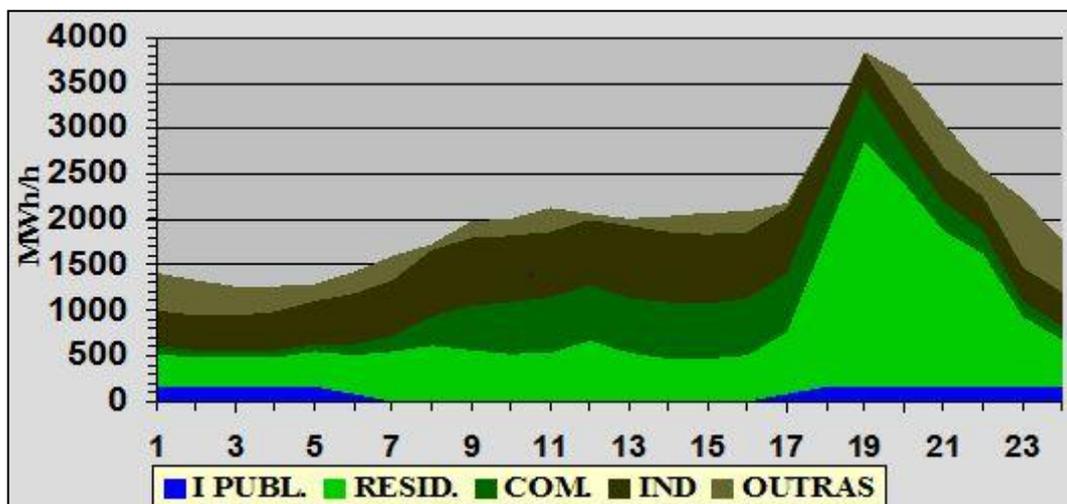
### 1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

Analisando o gráfico 3, uma curva de carga diária do Sistema Integrado Nacional SIN, observa-se as características de consumo de energia de determinados segmentos da sociedade e posteriormente no gráfico 4, a sobreposição das curvas mostradas no gráfico 3, demonstrando o aspecto do consumo de um modo geral.



**Gráfico 3:** Curvas Típicas de Carga

Fonte: Planalto.gov



**Gráfico 4:** Curvas Típicas de Carga 2

Fonte: Planalto.gov

Identifica-se um pico de carga no horário de ponta, em que o SIN deve possuir uma unidade geradora capaz de atender essa carga demandada, este horário de ponta se caracteriza por possuir uma tarifa de energia mais cara do que o horário fora de ponta para consumidores enquadrados na tarifação horária (Grupo A). Tendo isso em vista a ANEEL através da sua Resolução Normativa nº479 de 3 de abril de 2012; Art. 38, §6º inciso I diz:

“Unidades consumidoras com demanda contratada mensal maior ou igual a 150 kW devem ser enquadradas na modalidade tarifária horária azul ou verde em até 12 (doze) meses dos prazos dispostos no caput deste parágrafo, não se aplicando o disposto no inciso I do § 5º deste artigo;”

Alterando a antiga resolução vigente 414/2010 onde a tarifação horária seria obrigatória para consumidores com demanda contratada maior ou igual a 300 KW, esta ação se justifica em virtude das dificuldades de se aumentar a matriz geradora, principalmente para atender essa carga no horário de ponta onde se utiliza de geração térmica como levantado anteriormente.

Atualmente como se encontra a legislação de fornecimento de energia elétrica e como os clientes interpretam as mudanças do setor para melhor se adequar as condições impostas pelos órgãos regulamentadores?

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo Geral

Desenvolver um estudo da legislação do setor elétrico brasileiro focado em como é feita a tarifação de energia em consumidores cativos a COPEL, destacando as recentes e futuras mudanças, principalmente depois de 2012, que cercam os consumidores de Curitiba e Região Metropolitana, dando um enfoque aos consumidores fornecidos em tensão secundária de distribuição enquadrados no grupo “A” - subgrupo “A4” de faturamento e aos consumidores fornecidos em tensão primária de distribuição enquadrados no grupo “B” - subgrupo “B1” de faturamento.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Desenvolver um estudo da estrutura tarifária e das condições de fornecimento de energia elétrica, em consumidores cativos em Curitiba e Região Metropolitana;
- Desenvolver um estudo sobre as mudanças na legislação do setor ocorridas depois de 2012 e as consequências observadas no faturamento de energia;
- Interpretar a resolução Normativa nº479 e observar as principais e significativas mudanças em relação a anterior, e como isso pode afetar o consumidor final;

- Realizar um levantamento amostral de 6 empresas em Curitiba e Região Metropolitana enquadrados no grupo “A”, com demanda contratada inferior a 300kW e fazer uma análise dos seus respectivos faturamentos para exemplificar a teoria apresentada.
- Recomendar ações para melhoria do faturamento e utilização de energia elétrica das empresas analisadas, como necessidade de alteração de contrato com a concessionária e/ou correção do fator de potência.
- Apresentar considerações e conclusões referentes ao estudo.

## 1.5 JUSTIFICATIVA

Há dúvidas e questionamentos por grande parte dos consumidores de energia, tanto a respeito das alterações tarifárias, quanto interpretar sua própria fatura de energia elétrica e entender seus gastos.

Foi dado enfoque a esta nova situação com que se depara o mercado consumidor de energia elétrica, especialmente no que diz respeito a recente resolução normativa nº479, publicada pela ANEEL, a qual muitos desses consumidores terão que se enquadrar obrigatoriamente.

Após efetuar o estudo foi constatado que os consumidores tiveram alterações dos gastos com energia elétrica.

Do ponto de vista macro é uma alternativa, mesmo que singela, a compreensão do efeito das mudanças na legislação atuando em resposta à saturação da curva de consumo do sistema interligado nacional, principalmente no horário de ponta.

## 1.6 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Inicialmente foi realizada uma análise da legislação que regulamenta o fornecimento de energia elétrica, buscando entender os procedimentos a serem adotados para se respeitar o contrato com a concessionária.

Foi realizado um levantamento teórico a cerca das mudanças ocorridas depois de 2012 na legislação do setor elétrico nacional e as consequências observadas no faturamento de energia dos diferentes grupos, dando tratamento especial a resolução normativa nº479.

Com base na fundamentação teórica se iniciou-se uma pesquisa de campo para levantamento de uma amostragem de consumidores do segmento comercial e industrial da grande Curitiba. De início foi verificada as classes de consumo e regime de utilização de energia com a elaboração da curva de consumo das unidades consumidoras, além de se analisar o histórico de faturamento dos consumidores.

Os dados levantados e as considerações apresentadas poderão ser utilizados por outros consumidores em situação semelhante, como exemplos à diminuição dos custos com energia elétrica e otimização do consumo.

## 1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1 é realizada a introdução do trabalho que apresenta um referencial teórico quanto ao tema abordado, contando com os problemas e premissas que cercam o tema. Os objetivos e os motivos pela qual o tema, de Estudar as Mudanças na Legislação de Tarifação de Energia Elétrica, foram escolhidos, são detalhados nesse tópico.

No capítulo 2 o referencial teórico explicita a resolução normativa 479 da ANEEL e a sua aplicação junto à COPEL, e de que forma tal resolução irá impactar os consumidores.

É realizada uma pesquisa de campo no capítulo 3, em busca de se saber de que maneira as empresas estão reagindo a tal resolução.

Os resultados obtidos são comentados no capítulo 4 e posteriormente no capítulo 5 são realizadas as considerações finais.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA E CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

Segundo a ANEEL (2014) “O consumidor é qualquer pessoa física ou jurídica que solicite à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assuma a responsabilidade pelo pagamento das faturas e demais obrigações fixadas em regulamentos”. Nesse contexto os consumidores são divididos em: livres (podem escolher seu fornecedor), e cativos (vinculados ao fornecedor que atende seu endereço).

No caso deste trabalho será referenciada a estrutura tarifária e condições de fornecimento dos consumidores cativos vinculados a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL.

De acordo com a resolução normativa 479/2012 ANEEL, art. 1º, inciso XXXII-A, define-se estrutura tarifária como sendo o “conjunto de tarifas [...], que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e postos tarifários”.

Para a melhor compreensão dos tópicos seguintes, define-se modalidade tarifária de acordo com a resolução normativa 479/2012 ANEEL, art. 1º, inciso L, como o “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas”.

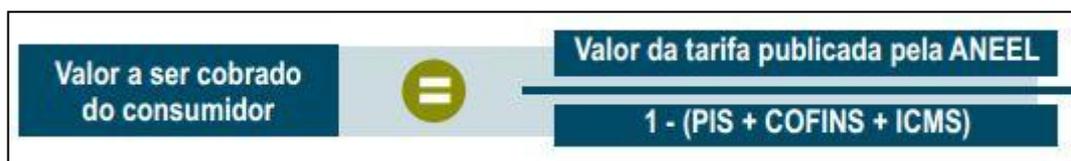


Figura 1: Como Calcular Tarifa com tributos  
Fonte: Cartilha ANEEL (2008)

Para cálculo da tarifa de consumo tem-se como base a figura 1 onde é utilizado no lugar do valor da tarifa publicada pela ANEEL a soma dos valores de Tarifas de energia (TE) e Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD), já para o cálculo da tarifa de demanda é considerado apenas o valor de Tarifa de energia (TE), utilizando logicamente os valores referentes publicados pela concessionária por meio de resolução específica.

TE: “Tarifas referentes aos contratos de compra de energia celebrados entre consumidores do Grupo A e concessionária [...] e à parcela correspondente a energia elétrica da tarifa de fornecimento dos consumidores do Grupo B” (Informações Úteis COPEL, 2013).

TUSD: “Tarifas estabelecidas pela ANEEL, destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição em determinado ponto de conexão ao sistema, formada por componentes específicos, [...]” (Informações Úteis COPEL, 2013).

A estrutura brasileira de energia está dividida em 2 grupos de consumidores distintos: Grupo “A” e “B”, para gerar maior facilidade nas áreas de faturamento.

### 2.1.1 Grupo “B”

A resolução normativa 414/2010 ANEEL define o grupo “B” como um “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2300 V, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2300V, caracterizado pela estruturação tarifária monômnia”. O grupo “B” é dividido em subgrupos, que são:

- B1 – residencial;
- B1 – residencial baixa renda;
- B2 – rural;
- B2 – cooperativa de eletrificação rural;
- B2 – serviço público de irrigação;
- B3 - demais classes;
- B4 – iluminação pública.

A este grupo se aplica a tarifa convencional monômnia, que segundo a resolução normativa 479/2012 ANEEL, art. 1º, inciso L é “caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia”.

Isto significa que o cliente pertencente ao grupo “B” paga somente a componente de consumo de energia elétrica e com o mesmo valor de tarifa para qualquer horário de utilização.

Com a homologação da resolução ANEEL Nº 1.541 de 20/06/13 e 1.565 de 09/07/13 Retificação DOU em 26/07/13, foi montada a tabela 1 de tarifas administradas pela COPEL referentes ao grupo “B”.

Tabela 1: Tarifa Convencional Monômnia sem Imposto

SUBGRUPO/CLASSE/ SUBCLASSE	TUSD	TE
	R\$/kWh	R\$/kWh
<b>B1 - RESIDENCIAL</b>	<b>0,12368</b>	<b>0,13987</b>
<b>B1 - RESIDENCIAL BX. RENDA</b>		
Consumo até 30kWh	0,04099	0,04895
Consumo de 31 e 100kWh	0,07027	0,08392
Consumo de 101 e 220kWh	0,10540	0,12588
Consumo maior que 220kWh	0,11711	0,13987
<b>B2 - RURAL</b>	<b>0,07792</b>	<b>0,08812</b>
B2 - COOP.ELETRIF.RURAL	0,06137	0,06940
B2 - SERV.PÚBL.DE IRRIGAÇÃO	0,07421	0,08392
<b>B3 - DEMAIS CLASSES</b>	<b>0,12368</b>	<b>0,13987</b>
<b>B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA</b>		
B4a - Rede de Distribuição	0,06555	0,07413
B4b - Bulbo de Lâmpada	0,07174	0,08112

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

### 2.1.2 Grupo “A”

A resolução normativa 414/2010 ANEEL define o grupo “A” como um “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômnia”. O grupo “A” é dividido em subgrupos, que são:

- subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e

- subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema
- subterrâneo de distribuição.

A este grupo se aplica a tarifária convencional binômica que segundo a resolução normativa 479/2012 ANEEL, art. 1º, inciso L é “aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência”.

Isto significa que o cliente pertencente ao grupo “A” paga uma componente de consumo de energia elétrica e outra referente a demanda de potência ativa que podem se diferenciar com o horário de utilização conforme a modalidade tarifária ao qual pertence.

Horário de ponta, ou “horário de pico”, é definido como “o período composto por três horas diárias consecutivas, durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior, de 2ª a 6ª feira das 18h às 21h (das 19h às 22h no Horário de Verão)” (Informações Úteis COPEL,2013).

Horário Fora de Ponta: “Conhecido como “horário fora de pico”, é o intervalo de tempo que não o de três horas consecutivas definidas no Horário de Ponta” (Informações Úteis COPEL,2013).

Para efeito de faturamento não se consideram sábados, domingos e feriados de acordo com a tabela 2.

Tabela 2: Calendário Horário de Ponta

<b>Dia e mês</b>	<b>Feriados nacionais</b>	<b>Leis federais</b>
01 de janeiro	Confraternização Universal	10.607, de 19/12/2002
21 de abril	Tiradentes	10.607, de 19/12/2002
01 de maio	Dia do Trabalho	10.607, de 19/12/2002
07 de setembro	Independência	10.607, de 19/12/2002
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802. de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	10.607, de 19/12/2002
15 de novembro	Proclamação da República	10.607, de 19/12/2002
25 de dezembro	Natal	10.607, de 19/12/2002

Fonte: Informações Úteis COPEL (2013)

As tarifas do grupo “A” são constituídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horária azul e horária verde, sendo que a convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

#### 2.1.2.1 Modalidade tarifária convencional

A modalidade tarifária convencional é definida pela resolução normativa 479/2012 ANEEL, art. 1º, inciso L como modalidade “aplicada às unidades consumidoras do grupo “A”, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia”.

Aos clientes enquadrados na modalidade tarifaria convencional é aplicada a tarifa convencional binômia, a qual apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt (R\$/kW) e outro para o consumo de energia em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh).

O consumidor atendido em média tensão (acima de 1,0kV até 34,5kV) pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 150 kW de acordo com a resolução normativa 479/2012 ANEEL.

Com a homologação da resolução ANEEL Nº 1.541 de 20/06/13 e 1.565 de 09/07/13 Retificação DOU em 26/07/13, foi montada a tabela 3 de tarifas administradas pela COPEL referentes ao grupo “A”- convencional.

Tabela 3: Tarifa Convencional Binômia sem Imposto

SUBGRUPO	TUSD		TE
	DEMANDA - R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
A3a (30 a 44kV)	18,45	0,01735	0,13987
A4 (2,3 a 25kV)	18,45	0,01751	0,13987
AS (Subterrâneo)	27,07	0,02731	0,13987

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

### 2.1.2.2 Modalidade tarifária horária verde

A modalidade tarifária horária verde é definida pela resolução normativa 414/2010 ANEEL, como modalidade “aplicada às unidades consumidoras do grupo “A”, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência”.

Aos clientes enquadrados na modalidade tarifária horária verde é aplicada a tarifa horária verde binômica, a qual apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt (R\$/kW) e outro para o consumo de energia em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh).

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária horária verde binômica, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda superior a 150 kW de acordo com a resolução normativa 479/2012 ANEEL.

Com a homologação da resolução ANEEL Nº 1.541 de 20/06/13 e 1.565 de 09/07/13 Retificação DOU em 26/07/13, foi montada a tabela 4 de tarifas administradas pela COPEL referentes ao grupo “A”- verde.

Tabela 4: Tarifa Horária Verde sem Imposto

SUBGRUPO	TUSD			TE	
	DEMANDA - R\$/kW	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA	FORA DE PONTA
		R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
A3a (30 a 44kV)	5,49	0,45013	0,01735	0,21800	0,13276
A4 (2,3 a 25kV)	5,49	0,45028	0,01751	0,21800	0,13276
AS (Subterrâneo)	6,29	0,72154	0,02731	0,21800	0,13276

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

### 2.1.2.3 Modalidade tarifária horária azul

A modalidade tarifária horária azul é definida pela resolução normativa 414/2010 ANEEL, como modalidade “aplicada às unidades consumidoras do grupo “A”, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia”.

Aos clientes enquadrados na modalidade tarifária horária azul é aplicada a tarifa horária azul binômica, a qual apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt (R\$/kW) e outro para o consumo de energia em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh).

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária horária azul, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda superior a 150 kW de acordo com a resolução normativa 479/2012 ANEEL.

Com a homologação da resolução ANEEL Nº 1.541 de 20/06/13 e 1.565 de 09/07/13 Retificação DOU em 26/07/13, foi montada a tabela 5 de tarifas administradas pela COPEL referentes ao grupo “A”- azul.

Tabela 5: Tarifa Horária Azul sem Imposto

SUBGRUPO	TUSD			TE	
	DEMANDA PONTA	DEMANDA FORA DE PONTA	R\$/kWh	PONTA	FORA DE PONTA
	R\$/kW	R\$/kW		R\$/kWh	R\$/kWh
A2 (88 a 138kV)	8,50	1,64	0,01392	0,21800	0,13276
A3 (69kV)	8,53	1,96	0,01360	0,21800	0,13276
A3a (30 a 44kV)	17,99	5,49	0,01735	0,21800	0,13276
A4 (2,3 a 25kV)	17,99	5,49	0,01751	0,21800	0,13276
AS (Subterrâneo)	28,87	6,29	0,02731	0,21800	0,13276

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

## 2.2 MUDANÇAS NA LEGISLAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Depois de 2012 foram verificadas significativas mudanças no setor elétrico referentes ao faturamento de energia, principalmente após a realização das últimas revisões tarifárias das distribuidoras de energia, segundo a ANEEL (2013) “o processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de 4 anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão”.

As resoluções tarifárias contendo os reajustes percentuais aplicados pela COPEL nos últimos anos podem ser vistos na tabela 6.

Tabela 6: Reajuste Tarifário

Portaria / Resolução	Vigência	Variação Percentual
<a href="#">Resolução 1565/2013</a>	24/06/2013	- Reajuste médio de 9,55%
<a href="#">Resolução 1431/2013</a>	24/01/2013	- Reajuste médio de -19,28%
<a href="#">Resolução 1296/2012</a>	24/06/2012	- Reajuste médio de -0,65%
<a href="#">Resolução 1158/2011</a>	24/06/2011	- Reajuste médio de 5,55%
<a href="#">Resolução 1015/2010</a>	24/06/2010	- Reajuste médio de 9,74%
<a href="#">Resolução 839/2009</a>	23/06/2009	- Reajuste médio de 11,42% (aplicado na média 0,00 %)
<a href="#">Resolução 663/2008</a>	24/06/2008	- Reajuste médio de -3,35%.
<a href="#">Resolução 479/2007</a>	24/06/2007 em diante	- Reajuste médio de - 1,22%.
<a href="#">Resolução 345/2006</a>	24/06/2006 a 23/06/2007	- Reajuste médio de 5,12%.
<a href="#">Resolução 130a 2005(adimplentes)</a>	01/08/2005 a 23/06/2006	- Para Adimplentes reajuste médio de 4,4% (desconto médio de 6,8% sobre a Resolução ANEEL 130/05)
<a href="#">Resolução 146a 2005(adimplentes)</a>	24/06/2005 a 31 de julho de 2005	- Para Adimplentes manutenção dos descontos para pagamentos em dia da Resolução 146a (adimplentes).
<a href="#">Resolução 130 Normal (inadimplentes)</a>	24/06/2005 a 23/06/2006	- Para Inadimplentes, tarifas da Resolução 130/05 Homologadas pela ANEEL.
<a href="#">Resolução ANEEL 130/05</a>		- Reajuste médio de 7,80%.

Fonte: Alterações Tarifárias COPEL (2013)

### 2.2.1 Mudanças aplicadas ao grupo “B”

As principais mudanças aplicadas ao grupo “B” são a adoção das chamadas bandeiras tarifárias e da modalidade tarifária horária branca.

A criação das Bandeiras Tarifárias Verde, Amarela e Vermelha, aprovadas pela ANEEL através da resolução normativa nº 518, de 18 de dezembro de 2012, funcionarão como um sinal de como utilizar a energia elétrica, semelhante a um semáforo de trânsito.

A Bandeira Verde significa custos baixos para gerar a energia. A Bandeira Amarela indicará um sinal de atenção, pois os custos de geração estão aumentando. Por sua vez, a Bandeira Vermelha indicará que a situação anterior está se agravando e a oferta de energia para atender a demanda dos consumidores ocorre com maiores custos de geração, como por exemplo, o acionamento de grande quantidade de termelétricas para gerar energia, que é uma fonte mais cara do que as usinas hidrelétricas. O público alvo serão todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), de alta e baixa tensão. A nova metodologia também prevê que os agrupamentos B2 rural, B3 demais classes e B4 iluminação pública terão sua relatividade homogeneizada para todas as concessionárias, respeitando as diferenças tarifárias entre as áreas de concessão. Essa etapa será cumprida ao longo do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias e consistirá em

convergir o desvio tarifário das subclasses da baixa tensão em relação à tarifa de referência. Em uma segunda etapa, será realizado o cálculo do custo marginal de capacidade de cada subclasse da baixa tensão, que será aplicado com a apresentação da metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, a partir de 2015. (ANEEL, 2011)

As bandeiras refletem o custo da geração de energia elétrica no Brasil. A geração de energia é predominantemente realizada por usinas hidrelétricas. De acordo com ANEEL (2012), para que funcionem as usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água dos reservatórios. E dessa forma o custo da geração aumenta, pois essas usinas usam combustíveis como o gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por isso quando há bastante água nos reservatórios o custo é menor, pois não é necessário o uso das termelétricas.

A decisão da ANEEL estabeleceu primeiramente que 2013 fosse um ano teste para as novas bandeiras e que as concessionárias informassem em suas respectivas faturas o valor a ser cobrado caso o sistema de bandeiras estivesse em funcionamento, conforme figura 2, e que no ano seguinte, de 2014, elas já passariam a vigorar efetivamente. Porém no dia 17 de dezembro de 2013 a Diretoria da ANEEL optou por prorrogar o período de testes do sistema de bandeiras tarifárias para o final de 2014, pois se verificou a necessidade de aperfeiçoamento nas regras estabelecidas referentes ao tema. Dessa maneira de acordo com a Resolução Normativa 547 seção 2 artigo 6º “A aplicação das bandeiras tarifárias deve ser efetivamente operacionalizada pelas distribuidoras a partir de janeiro de 2015”, conforme figura 3.

Base de Cálculo do ICMS 58,88	Valor ICMS 14,72	Valor Total da Nota Fiscal 58,88
<b>Composição dos Valores</b> Distribuicao 13,57 Enc. Setoriais 4,54 Energia 22,04 Transmissao 1,36 Tributos 17,37 <b>Total 58,88</b>	<b>Reservado ao Fisco</b>  <b>57EE.DEEA.7D56.014D.50BC.7B86.EC09.2005</b>	
FATURADO CONF ART 86 RES ANEEL 414/10 - LEITURA NAO FORNECIDA - LMR INCLUSO NA FATURA PIS R\$0,47 E COFINS R\$2,18 CONFORME RES. ANEEL 130/2005. MANTENHA SUAS CONTAS EM DIA. EVITE MULTA DE 2% E JUROS (IGPM + 1%). A PARTIR DE 2014 VIGORARA O SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFARIAS. A BANDEIRA VERDE NAO IMPLICARA COBRANCA ADICIONAL. AS BANDEIRAS AMARELA OU VERMELHA, QUANDO ACIONADAS, IMPLICARAO TARIFAS DE MAIOR VALOR, DEVIDO AO MAIOR CUSTO DE GERACAO. NO MES DE DEZEMBRO VIGORARIA A BANDEIRA VERMELHA, A QUAL IMPLICARIA R\$0,03/KWH DE ACRESCIMO AO VALOR DA TARIFA, LIQUIDO DE TRIBUTOS. MAIS INFORMACOES EM WWW.ANEEL.GOV.BR		

Figura 2: Fragmento de Fatura emitida pela COPEL em Dezembro de 2013  
Fonte: Fatura Energia COPEL (2013)

Base de Cálculo do ICMS 57,46	Valor ICMS 14,36	<b>Valor Total da Nota Fiscal</b> <b>57,15</b>
<b>Composição dos Valores</b>	<b>Reservado ao Fisco</b>	
Distribuicao 13,24 Enc. Setoriais 4,43 Energia 21,51 Transmissao 1,33 Tributos 16,95 <b>Total 57,46</b>	<b>94C4.F4DA.5D65.2944.3110.84EE.D02D.4260</b>	
<p>FATURADO CONF ART 86 RES ANEEL 414/10 - LEITURA NAO FORNECIDA - LMR          INCLUSO NA FATURA PIS R\$0,46 E COFINS R\$2,13 CONFORME RES. ANEEL 130/2005.          MANTENHA SUAS CONTAS EM DIA. EVITE MULTA DE 2% E JUROS (IGPM + 1%).          A PARTIR DE 2015 VIGORARA O SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFARIAS. A BANDEIRA VERDE          NAO IMPLICARA COBRANCA ADICIONAL. AS BANDEIRAS AMARELA OU VERMELHA, QUANDO          ACIONADAS, IMPLICARAO TARIFAS DE MAIOR VALOR, DEVIDO AO MAIOR CUSTO DE GERACAO.</p> <p>NO MES DE JANEIRO VIGORARIA A BANDEIRA AMARELA, A QUAL IMPLICARIA R\$0,015/KWH          DE ACRESCIMO AO VALOR DA TARIFA, LIQUIDO DE TRIBUTOS. MAIS INFORMACOES EM WWW.          ANEEL.GOV.BR</p>		

Figura 3: Fragmento de Fatura emitida pela COPEL em Janeiro de 2014  
 Fonte: Fatura Energia COPEL (2014)

Com a prorrogação do período de teste do sistema de bandeiras, as indústrias dispõem de mais tempo para se prepararem, de acordo com Prado (2013, p. 5).

A adoção das Bandeiras Tarifárias extinguirá da conta de energia as tarifas diferenciadas para o período úmido e seco, mas provocará oscilações mensais da tarifa de energia para a indústria, o que poderá impactar seus custos e levar à necessidade de adaptação de planejamento financeiro e operacional. Será vital para a indústria ter mais um ano para se preparar para os custos do novo sistema.

Com a homologação da resolução ANEEL Nº 1.541 de 20/06/13 e 1.565 de 09/07/13 Retificação DOU em 26/07/13, foi montada a tabela 7 de tarifas que seriam administradas pela COPEL a partir de janeiro de 2014 referentes ao grupo “B”-bandeiras.

Tabela 7: Tarifa Convencional Monômnia/Bandeiras

SUBGRUPO/CLASSE/ SUBCLASSE	TUSD	TE		
		BAND.* VERDE	BAND.* AMARELA	BAND.* VERMELHA
	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
<b>B1 - RESIDENCIAL</b>	<b>0,12368</b>	<b>0,13987</b>	<b>0,15487</b>	<b>0,16987</b>
<b>B1 - RESIDENCIAL BX. RENDA</b>				
Consumo até 30kWh	0,04099	0,04895	0,05420	0,05945
Consumo de 31 e 100kWh	0,07027	0,08392	0,09292	0,10192
Consumo de 101 e 220kWh	0,10540	0,12588	0,13938	0,15288
Consumo maior que 220kWh	0,11711	0,13987	0,15487	0,16987
<b>B2 - RURAL</b>	<b>0,07792</b>	<b>0,08812</b>	<b>0,09757</b>	<b>0,10702</b>
B2 - COOP.ELETRIF.RURAL	0,06137	0,08812	0,09757	0,10702
B2 - SERV.PÚBL.DE IRRIGAÇÃO	0,07421	0,08392	0,09292	0,10192
<b>B3 - DEMAIS CLASSES</b>	<b>0,12368</b>	<b>0,13987</b>	<b>0,15487</b>	<b>0,16987</b>
<b>B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA</b>				
B4a - Rede de Distribuição	0,06555	0,07413	0,08208	0,09003
B4b - Bulbo de Lâmpada	0,07174	0,08112	0,08982	0,09852

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

A outra mudança já mencionada é a criação da modalidade tarifária horária branca, definida pela resolução normativa 479/2012 ANEEL, como modalidade “aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia”.

Com ela estipulou-se três postos tarifários: fora de ponta, intermediário e horário de ponta como mostra a tabela 8.

Tabela 8: Postos Tarifários

**De segunda a Sexta-feira**

Das 0:00 as 17hs	Tarifa mais barata – Fora de Ponta
Das 17:01 as 18hs	Tarifa intermediária
Das 18:01 as 21hs	Tarifa mais cara – Ponta
Das 21:01 22hs	Tarifa intermediária
Das 21:01 a 0hs	Tarifa mais barata – Fora de Ponta

**Sábado e Domingo**

Todo o dia	Tarifa mais barata – Fora de Ponta
------------	------------------------------------

Fonte: Mercado Livre de Energia

A tarifa branca objetiva eliminar os picos de demanda e melhorar o fator de carga do sistema provocado por consumidores de baixa tensão.

A contribuição da COPEL à audiência pública 043/2013 da ANEEL sobre a modicidade tarifária vigente sugere que a tarifa branca não seja aplicada a consumidores comerciais e industriais da classe B3, devido a sua curva de consumo que tem por característica queda do fator de carga nos horários de ponta. Para esses consumidores que optassem pela tarifa branca haveria uma grande redução na fatura de energia, que por consequência traria uma redução do arrecadamento da distribuidora “após a revisão/reajuste a elevação das tarifas para os demais consumidores, o que é contrário à modicidade tarifária. Neste sentido, sugere-se que a Tarifa Branca não seja disponibilizada para consumidores da classe B3.”

Para os consumidores enquadrados na TSEE (B1 – baixa renda), a COPEL salienta que a redução na fatura de energia não seria significativa, mesmo que o consumidor module sua carga para se enquadrar nessa tarifa o resultado não seria vantajoso. O consumidor não vendo vantagens econômicas, considerando também seu esforço optaria por retornar a tarifação convencional gerando transtornos a distribuidora. Além do grande número de informações que iriam nas faturas como os descontos regressivos, informações referentes as bandeira tarifárias e adicionalmente sobre a tarifa branca poderia gerar uma certa incompreensão por parte dos consumidores, por esses motivos a COPEL sugere que para os consumidores TSEE (B1 – baixa renda) não seja disponibilizada esta tarifa.

De acordo com a NT 362/2010–SRE-SRD/ANEEL parágrafo 136, o chuveiro elétrico é o equipamento que tem o maior impacto na formação da ponta de demanda desses consumidores. Entretanto, a tarifa branca será aplicada também aos consumidores industriais e comerciais de baixa tensão, que pela sua característica, utilizam energia em horários comerciais, ou seja, fora da ponta do sistema. Desta forma, os consumidores comerciais e industriais, ao optar pela tarifa branca, terão uma redução imediata na fatura de energia elétrica, sem a necessidade de modulação de suas cargas, o que via regra, não trará benefícios para o sistema de distribuição e tampouco para a sociedade. Para que a Tarifa Branca possa surtir os efeitos desejados, ou seja, modulação da carga no horário de ponta, necessário inicialmente à tarifa branca seja oferecida àqueles consumidores que efetivamente contribuem para a ponta do sistema, e que são basicamente os consumidores residenciais. A aplicação da tarifa branca para consumidores que modulam a carga naturalmente (comerciais e industriais), a aplicação da tarifa Branca traria apenas uma redução de custos, com o conseqüente encarecimento para os demais consumidores deste segmento (COPEL , 2012).

Porém a resolução normativa 479/2013 em seu art.38 altera a antiga resolução 414/2010 e faz com que o artigo art.57 , parágrafo 2º, item 2 passe a vigorar com o seguinte texto com relação ao enquadramento das unidades consumidoras “na modalidade tarifária horária branca, de acordo com a opção do consumidor, somente após a publicação de resolução específica com a definição dos procedimentos e critérios a serem observados”, restringindo a aplicação da tarifa branca devido às diferenças de características entre as concessionárias.

Esta restrição se justifica devido aos custos logísticos (medidores) e de mão de obra aos quais as concessionárias devem se preparar para aplicação da modalidade tarifária horária branca. A sugestão da COPEL à Audiência pública 043/2013- Tarifa Branca no tocante aos medidores relata que para que não haja problemas na adequação da tarifa para as distribuidoras, seria necessário limitar o número anual das substituições “sugere-se que o número de substituições da medidores seja limitada anualmente a 0,5% do número de consumidores BT da cada distribuidora, obedecendo ordem de inscrição”. (COPEL, 2012).

### 2.2.2 Mudanças aplicadas ao grupo “A”

A criação das bandeiras tarifárias, como foi dito anteriormente, também se aplicam aos consumidores do grupo “A” e passam a vigorar a partir de janeiro de 2015 conforme as tabelas 9,10 e 11.

Tabela 9: Tarifa Horária Azul/Bandeiras

SUBGRUPO	TUSD			TE					
	DEMANDA PONTA	DEMANDA FORA DE PONTA	R\$/kWh	PONTA			FORA DE PONTA		
				BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA
	R\$/kW	R\$/kW		R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
A2 (88 a 138kV)	8,50	1,64	0,01392	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276
A3 (69kV)	8,53	1,96	0,01360	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276
A3a (30 a 44kV)	17,99	5,49	0,01735	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276
A4 (2,3 a 25kV)	17,99	5,49	0,01751	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276
AS (Subterrâneo)	28,87	6,29	0,02731	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

Tabela 10: Tarifa Horária Verde/Bandeiras sem Imposto

SUBGRUPO	TUSD			TE					
	DEMANDA - R\$/kW	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA			FORA DE PONTA		
				BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA
	R\$/kWh	R\$/kWh		R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
A3a (30 a 44kV)	5,49	0,45013	0,01735	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276
A4 (2,3 a 25kV)	5,49	0,45028	0,01751	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276
AS (Subterrâneo)	6,29	0,72154	0,02731	0,21800	0,23300	0,24800	0,13276	0,14776	0,16276

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

Tabela 11: Tarifa Convencional Binômia/Bandeiras sem Imposto

SUBGRUPO	TUSD		TE		
	DEMANDA - R\$/kW	R\$/kWh	BAND. * VERDE	BAND. * AMARELA	BAND. * VERMELHA
			R\$/kWh	R\$/kWh	R\$/kWh
A3a (30 a 44kV)	18,45	0,01735	0,13987	0,15487	0,16987
A4 (2,3 a 25kV)	18,45	0,01751	0,13987	0,15487	0,16987
AS (Subterrâneo)	27,07	0,02731	0,13987	0,15487	0,16987

Fonte: Taxas e Tarifas COPEL (2013)

As tabelas 9, 10 e 11 apresentam como ficariam as tarifas com a homologação das bandeiras tarifárias, desta maneira o a tarifa TE vai depender da análise do custo de geração. Podendo ser facilmente verificados pelos incrementos crescentes com a bandeira verde, amarela e vermelha sequencialmente.

Além da criação das bandeiras, muitos consumidores do grupo “A” já passaram por significativas mudanças, principalmente devido a publicação da Resolução Normativa nº479 de 3 de abril de 2012; Art. 38, §6º inciso I diz:

“Unidades consumidoras com demanda contratada mensal maior ou igual a 150 kW devem ser enquadradas na modalidade tarifária horária azul ou verde em até 12 (doze) meses dos prazos dispostos no caput deste parágrafo, não se aplicando o disposto no inciso I do § 5º deste artigo;”

Alterando a antiga resolução vigente 414/2010 onde a tarifação horária seria obrigatória para consumidores com demanda contratada maior ou igual a 300 KW. Esta ação fez com que muitos consumidores tivessem que se enquadrar de forma espontânea num prazo de 12 meses posteriores ao da publicação da resolução ou obrigatoriamente no fim desse prazo que se deu em 3 de abril de 2013.

Porém a ANEEL incumbiu as distribuidoras a notificarem os consumidores, por escrito e com entrega comprovada, que seriam reenquadrados da modalidade tarifária convencional binômica, com informações de prazo de extinção da modalidade tarifária convencional, sugestão de enquadramento na modalidade tarifária mais adequada ao perfil de carga da unidade consumidora e aviso de que a responsabilidade pela opção é exclusiva do consumidor e que deve ser realizada por escrito, com um prazo de até noventa dias a partir da publicação dessa resolução.

E novas mudanças já estão previstas, pois "No 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, a partir de 2015, será extinta a modalidade convencional"(ANEEL,2011).

Onde observa-se objetivamente uma grande quantidade de consumidores que ainda não saíram da tarifa convencional, irão pagar mais caro pelo consumo de energia no horário de ponta caso não se planejem para isso.

### 2.3 TRIBUTOS E ENCARGOS APLICÁVEIS AO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Há uma elevada incidência de impostos sobre muitos bens e serviços que adquirimos hoje em dia, e com a fatura de energia elétrica não é diferente.

Do valor total de uma conta de luz paga pelos consumidores residenciais e comerciais, aproximadamente 45% são recursos destinados ao governo (tributos e encargos). Ou seja, somente 55% representam a remuneração das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia. O Brasil, em perspectiva internacional, impõe elevada carga tributária sobre a energia elétrica (MONTALVÃO e MENDES, 2012).

De acordo com a Cartilha ANEEL (2008, p. 14) os tributos do setor elétrico subdividem-se em tarifas federais, estaduais e municipais, e os consumidores acabam por arcar com esses tributos, que são uma forma de custear despesas e investimentos, que posteriormente são repassados aos cofres públicos pelas distribuidoras de energia.

De acordo com Sampaio (2012) a divisão desses tributos pagos pelos consumidores esta dividida nos seguintes percentuais: “o Governo Federal fica com 13,91% dos tributos, o Estadual com 20,80%, o Municipal com 0,02% e os encargos setoriais são de 8,78%. O percentual restante, de 1,56%, é destinado aos encargos trabalhistas”. Na tabela 12 podem ser observadas as porcentagens dos impostos e tributos arrecadados entre 1999 e 2008.

Tabela 12: Carga tributária consolidada setor elétrico brasileiro 1999 a 2008.

	1999	2002	2004	2006	2008
<b>Tributos Federais</b>	<b>7,90%</b>	<b>6,90%</b>	<b>10,17%</b>	<b>13,29%</b>	<b>13,91%</b>
IRPJ	2,54%	1,53%	2,51%	3,31%	3,92%
CSLL	0,70%	0,65%	0,80%	1,18%	1,53%
PIS/PASEP	0,77%	0,80%	1,04%	1,46%	1,51%
COFINS	3,48%	3,31%	5,29%	6,82%	6,94%
Outros	0,41%	0,61%	0,53%	0,52%	0,01%
<b>Tributos Estaduais</b>	<b>21,35%</b>	<b>17,51%</b>	<b>20,69%</b>	<b>20,99%</b>	<b>20,80%</b>
ICMS	21,35%	17,50%	20,68%	20,99%	20,80%
IPVA	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%
<b>Tributos Municipais</b>	<b>0,02%</b>	<b>0,05%</b>	<b>0,04%</b>	<b>0,07%</b>	<b>0,02%</b>
<b>Encargos Trabalhistas</b>	<b>4,79%</b>	<b>2,67%</b>	<b>2,17%</b>	<b>1,85%</b>	<b>1,56%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>6,17%</b>	<b>8,79%</b>	<b>11,69%</b>	<b>10,12%</b>	<b>8,78%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>40,23%</b>	<b>35,91%</b>	<b>44,76%</b>	<b>46,33%</b>	<b>45,08%</b>

Fonte: Instituto Acende Brasil

### 2.3.1 Os Tributos Federais

#### 2.3.1.1 Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

De acordo com a CPFL Energia o PIS e o COFINS são exigidos pela União, através de leis que asseguram que o Governo desenvolva projetos sociais e atividades voltadas aos trabalhadores. Também de acordo com a CPFL Energia é possível ter acesso às porcentagens cobradas.

A partir da edição das Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS/COFINS tiveram suas alíquotas fixadas em 1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a ser apuradas de forma não cumulativa. O regime anterior, denominado “cumulativo”, define-se pela aplicação das alíquotas de 0,65% para PIS e de 3,00% para COFINS sobre o total de receita bruta auferida e o novo regime, denominado “não cumulativo”, define-se pela aplicação das alíquotas de 1,65% para PIS e de 7,6% para COFINS sobre o total líquido entre a receita bruta e determinados abatimentos permitidos nas bases legais citadas.

## 2.3.2 Os Tributos Estaduais

### 2.3.2.1 Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

Assim como todos os impostos e tributos o ICMS também tem seu valor arrecado convertido para serviços prestados pelo Governo. De acordo com o Portal Sefaz o ICMS “é o tributo cobrado na comercialização de mercadorias e prestação de serviços, cujos recursos arrecadados são utilizados pelo Governo para realizar as obras de interesse social e manter os sistemas de educação, saúde, segurança pública”.

## 2.3.3 Tributos Municipais

### 2.3.3.1 Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP)

A concessionária apenas arrecada a referida contribuição e repassa para os respectivos municípios. Ela é principal fonte de recursos para a ampliação dos pontos de iluminação pública, aumento do potencial de Iluminação dentre outros serviços relacionados à área (CPFL ENERGIA).

### 3. PESQUISA DE CAMPO DOS CONSUMIDORES

Buscou-se fazer um levantamento de empresas das mais diversas áreas possíveis para que os dados levantados e recomendações apresentadas possam exemplificar a diversidade do mercado consumidor de energia e tenham maior aplicabilidade num contexto geral.

Todas as empresas visitadas por questões gerenciais não permitiram que seus dados pessoais, que possibilitam sua identificação, fossem expostos neste estudo, então os registros fotográficos foram feitos de modo a respeitar esta determinação.

Neste capítulo é dado enfoque aos dados reais das empresas, observando as consequências percebidas em seu faturamento, após a implantação das mudanças tarifárias. E no capítulo 4 será dado enfoque as considerações e possíveis recomendações que possam otimizar o faturamento de cada cliente.

#### 3.1 EMPRESA “A”

A empresa “A” é uma filial de uma rede com mais de 110 lojas nas principais cidades do país, situada em um dos grandes shoppings de Curitiba, que atua na área do comércio de jóias e acessórios.

Esta empresa está enquadrada na classe de consumo comercial e tem atividade bem definida.

Realizado um levantamento rápido das instalações foi observado que a carga de mais fácil identificação é de ar condicionado e iluminação com inúmeras luminárias de diversos tipos e que a carga se mantém constante praticamente o dia todo, com uso quase total no período noturno.

Foram observadas lâmpadas fluorescentes compactas, lâmpadas fluorescente tubulares, Díodos Emissores de Luz (LED), Lâmpadas de halogéneo e lâmpadas incandescentes conforme a figura 4.

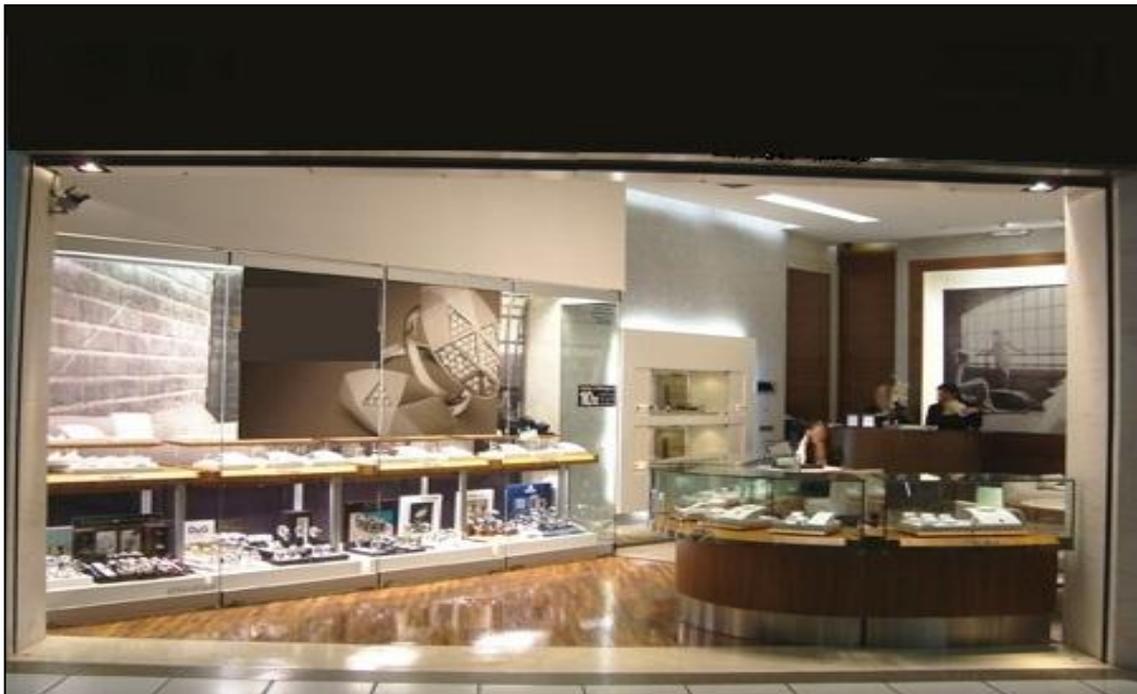


Figura 4: Fachada empresa "A"  
Fonte: Autores

A empresa tem o horário de funcionamento junto com o shopping, que varia em torno das 10h00min às 22h00min e possui um quadro de aproximadamente seis funcionárias.

Observou-se que a empresa possui uma rotina de trabalho pré-determinada e com o arquivo "MemóriaDeMassa.xls" disponibilizado ao cliente do grupo "A" através do portal na internet da distribuidora COPEL, foi elaborado um histograma de consumo diário médio para uma melhor compreensão do modo de utilização de energia na empresa. O arquivo disponibilizado pela COPEL em formato "Excel" nos informa as constantes de consumo de energia ativa e reativa, com as quais se pode chegar nas parcelas de demanda, todas integralizadas em intervalos de 15 minutos de todo o período de faturamento, que em média é de 30 dias.

Este procedimento foi feito em todas as empresas analisadas.

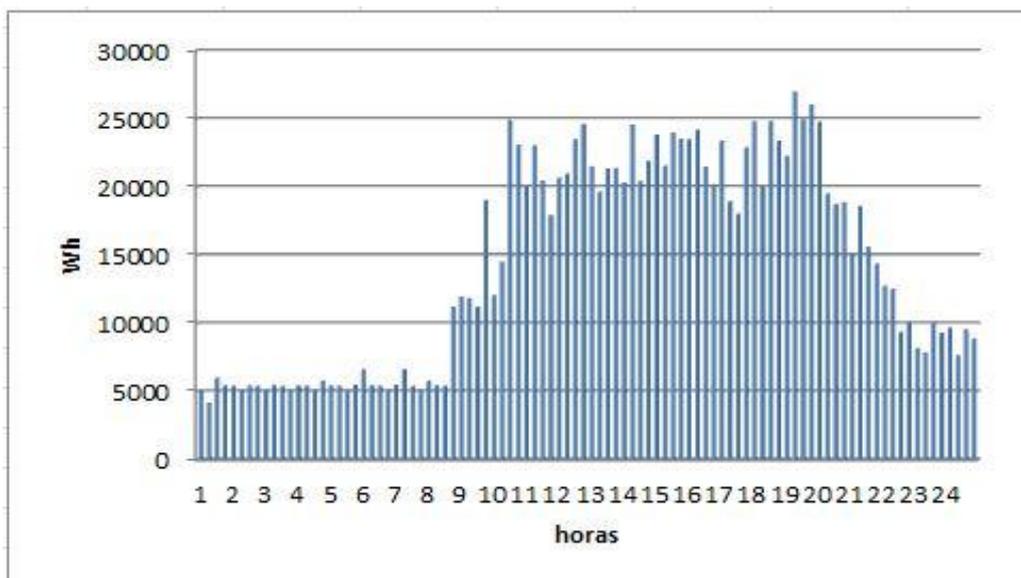


Gráfico 5: Histograma de Consumo  
Fonte: Autores

O gráfico 5 foi construído com os dados do arquivo referente aos dias 17 de fevereiro à 21 de fevereiro, que se entendeu como uma semana típica de trabalho da empresa.

Em seu horário de funcionamento a empresa mantém seu consumo de energia com pouca variação, atingindo os maiores consumos no período noturno. Já fora de seu horário de funcionamento o consumo é relativamente baixo, representando um percentual muito pequeno para efeito de faturamento.

### 3.1.1 Análise do Faturamento

A empresa possui um contrato de demanda de 280kW e migrou obrigatoriamente da modalidade convencional, em virtude da resolução 479/2012 da ANEEL, para a modalidade horária verde por sugestão da COPEL em julho de 2013.

Com o acesso às faturas anteriores ainda pelo portal na internet da distribuidora COPEL, foi possível construir a tabela 13 com alguns dos principais valores para análise do faturamento dos últimos doze meses.

Esta tabela de Resumo de faturamento foi feita analogamente em todas as empresas analisadas.

Tabela 13: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa "A"

DATA	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13	jul/13	jun/13	mai/13	abr/13	mar/13
Grandezas													
kw	P 123,98	F.P. 131,76	129,16	135,21	126,57	130,03	124,41	111,02	111,83	115,77	120,96	128,73	124,41
kw Ultrap	P												
	F.P.												
kWh	P 4983	6797	5270	5565	5856	5149	5163	3688	4239				
	F.P. 33708	40970	38934	39480	34099	30809	31165	24374	27551	32525	38270	37221	45751
	R												
Kvarh	P 2865	4005	3070	3206	3332	2800	2371	1240	1966				
	F.P. 16400	20416	19501	18479	14455	12460	10956	6167	9668	13316	17019	18453	23538
Fato Potência	P 86,69	86,16	86,41	86,65	86,92	87,85	90,88	94,79	90,72				
	F.P. 89,52	89,04	89,06	90,1	91,36	92,05	93,88	96,69	93,91	92,54	91,37	89,59	88,92
Fator Carga	P												
	F.P. 46	49	46	46	42	38	37	36	38	39	40	43	51
Valor(R\$)	15014,75	18601,24	16593,82	16981,89	15930,74	14423,85	14894,59	11266,68	11770,48	13538,13	14921,46	14837,16	16681,93

Fonte: Autores

A primeira constatação que se pode fazer é que nesse período levantado a demanda medida foi praticamente constante, com o valor médio de 124,14kW, e que

a demanda máxima foi de 135,03kW, medida no mês de dezembro de 2013, valores muito abaixo da demanda contratada, que é de 280kW em todo o período.

Em quase todos os meses levantados observou-se que o F.P. estava abaixo do 0,92 estipulado pela concessionária.

Construiu-se então a tabela 14 com os valores médios das componentes do faturamento para as conseguintes verificações, destacando que até julho de 2013 o cliente era faturado na modalidade convencional e que depois desse período passou a ser faturado na modalidade horária verde.

Tabela 14: Componentes de faturamento

COMPONENTES	unid.	média antes de julho/2013		média depois de julho/2013	
		grandezas	custo (R\$)	grandezas	custo (R\$)
*Demanda USD	kW	280	5003,60	280	1537,20
Energia USD F.P.	kWh	38441,75	4820,60	33454,44	585,45
Energia USD Ponta	kWh	N/A		5190	2336,90
Energia TE F.P.	kWh	38441,75	593,16	33454,44	4441,08
Energia TE Ponta	kWh	N/A		5190	1131,37
Energia reat. Exced. TE F.P.	kVarh	1445	181,22	1692	236,64
Energia reat. Exced. TE Ponta	kVarh	N/A		316	44,19
*TOTAL	R\$		14994,67		15053,12

\*Demanda: para o cálculo de faturamento da demanda a Copel leva em consideração que sobre a diferença entre a demanda contratada e a medida (demanda não utilizada) não incidem alguns tributos, como o ICMS por exemplo.  
\*TOTAL: valor final da fatura com todos os componentes e impostos.

Fonte: Autores

Observa-se que com a mudança de modalidade tarifária, houve uma redução significativa da tarifa de demanda e conseqüentemente os custos com a componente de demanda, esta redução foi em média percentual de aproximadamente de 70% (aproximadamente R\$ 3460,00).

Em contraposição o custo com a componente de energia ativa teve um aumento, pois passou a ser cobrada a energia no horário de Ponta, com o valor da tarifa maior que lhe é característica. Somando todas as componentes de energia, este aumento foi em média percentual de aproximadamente de 57% (aproximadamente R\$ 3081,00).

Não se pode deixar de citar que apesar de uma componente pequena, o custo com excedente reativo é um custo desnecessário e que na empresa não existe nenhum equipamento de correção de fator de potência.

Após a mudança de modalidade tarifária o custo mensal com energia elétrica nessa empresa teve um acréscimo médio percentual de aproximadamente 10% com custo médio de energia R\$0,38 por kWh.

### 3.2 EMPRESA “B”

A empresa “B” é uma granja situada na Região Metropolitana de Curitiba e faz parte de uma rede de granjas com atuação do sul do país. Suas atividades variam, dentre outras, a criação de frangos, plantio de grãos para confecção da ração, estocagem de grãos, abate dos frangos, venda de adubo orgânico, limpeza e distribuição de carne de frango. A sede visitada trabalha predominantemente na engorda dos frangos para corte, recebendo os pintos com idade de uma ou duas semanas e entregando os frangos já prontos para o abate.

Em visita a empresa observou-se que a mesma possui uma área muito grande, porém com as atividades concentradas em um barracão de aproximadamente 7500 m<sup>2</sup> com um sistema de abastecimento de água, sistema de iluminação, sistema de climatização e motores para bombeamento de água e exaustores de ar como pode-se observar na figura 5.

A granja possui um grupo gerador bastante rústico, dividido em duas partes, em que uma das partes também é utilizada como implemento agrícola.



Figura 5: Fachada empresa “B”  
Fonte: Autores

O tempo de engorda do frango na granja é de aproximadamente 30 dias, porém entre uma remessa e outra de produção, se pode ou não fazer uma pausa dependendo do mercado.

Enquanto a granja está em produção, o consumo de energia possui linearidade, observando um maior consumo de energia relacionado a mantabilidade da temperatura dentro do barracão. A falta de energia na granja por um tempo maior que 10 horas compromete o controle de temperatura principalmente em dias muito quentes ou muito frios, o que pode acarretar na morte dos frangos.

A granja não possui constância de trabalhos durante o mês e mesmo quando está em produção é muito difícil esta coincidir com o período de faturamento, além do consumo de energia ser bastante irregular durante o dia o que dificultou muito a elaboração da curva de consumo.

Foram elaborados os gráficos 6 e 7 relacionando o consumo de energia dos dias 17 e 18 do mês de fevereiro de 2014.

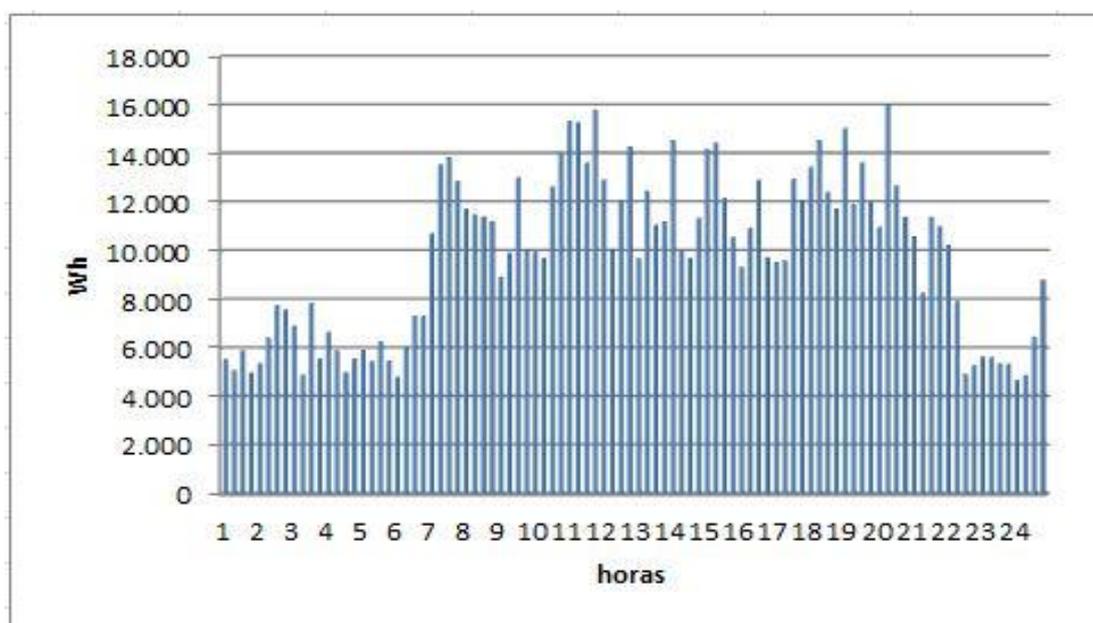


Gráfico 6: Histograma de Consumo dia 17 Fev.

Fonte: Autores

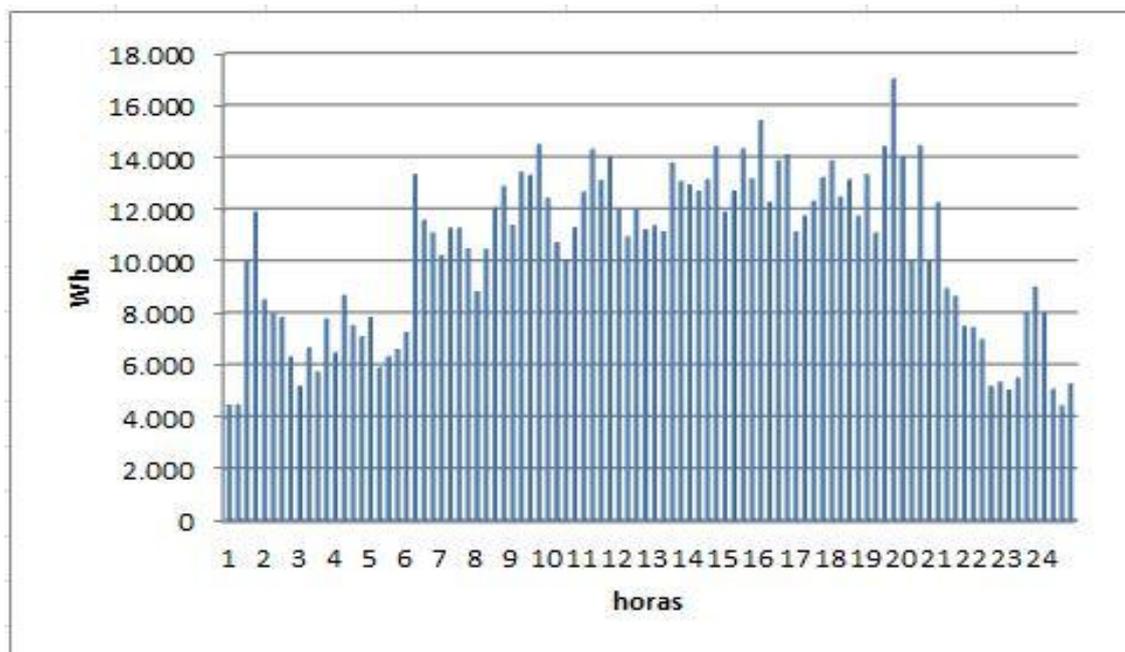


Gráfico 7: Histograma de Consumo dia 18 Fev.  
Fonte: Autores

Evidencia-se com estes dois histogramas de dias subsequentes a não regularidade de consumo de energia diário. Construiu-se então o gráfico 8 relacionando o “consumo de energia” por “dia” do faturamento do mês de fevereiro de 2014, que compreende o período de 25 de janeiro até 25 de fevereiro de 2014.

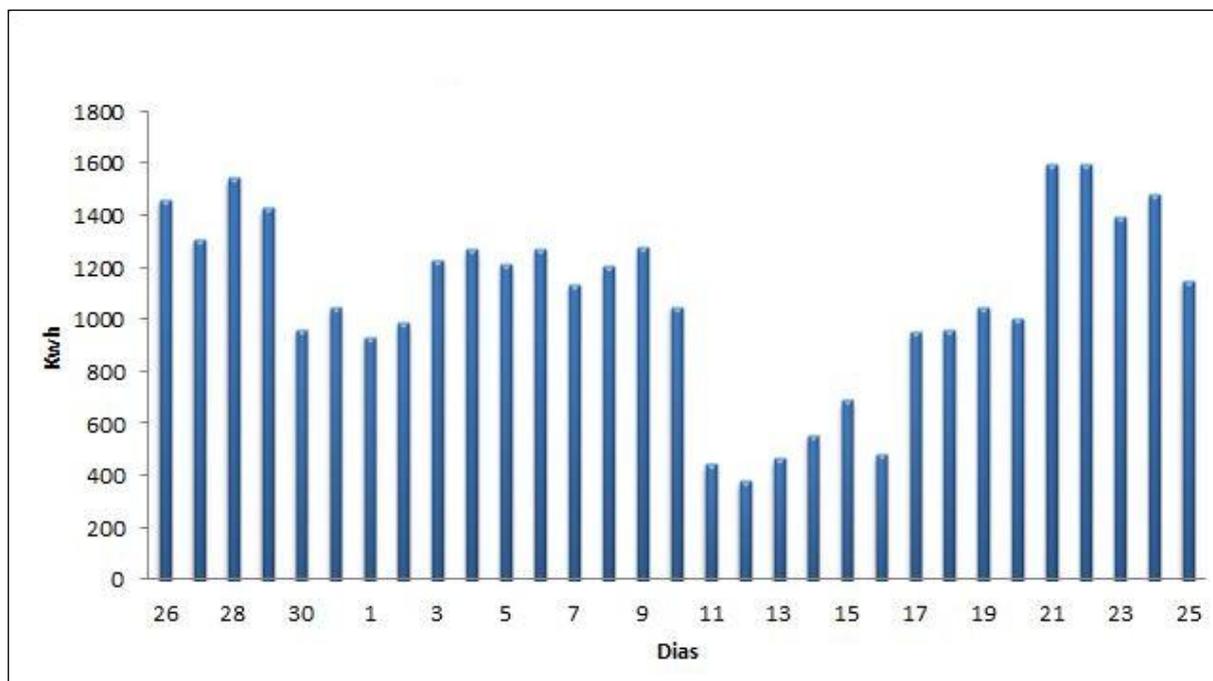


Gráfico 8: Histograma de consumo mês de Fev  
Fonte: Autores

Esta irregularidade se deve ao fato de que o consumo de energia esta relacionado, dentre outros, aos períodos de entrega das remessas de frango, da variação de temperatura do ambiente e se existe o cultivo da terra simultâneo com a criação.

### 3.2.1 Análise do Faturamento

A empresa possui um contrato de demanda de 276kW e migrou obrigatoriamente da modalidade convencional, em virtude da resolução 479/2012 da ANEEL, para a modalidade horária verde por sugestão da COPEL em julho de 2013.

Com o acesso às faturas anteriores ainda pelo portal na internet da distribuidora COPEL, foi possível construir a tabela 15 com alguns dos principais valores para análise do faturamento dos últimos doze meses.

Tabela 15: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa "B"

DATA	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13	jul/13	jun/13	mai/13	abr/13	mar/13
Grandezas													
kw	P												
	F/P	84,42	86	85,7	84,62	83,14	75,47	83,93	95,15	86,29	102,63	82,95	64,94
kw Ultrap	P												
	F/p	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh	P	2553	3186	3063	3184	4702	1406	409	3167	3813			
	F/P	31498	34963	34289	32382	51024	14233	3343	30665	40652	35413	31459	32647
kvarh	R												
	P	1809	2201	2119	2054	2154	384	0	1156	1551			
Fato Potência	F/P	20780	23449	22703	20494	23749	3459	19	10725	15737	11647	10536	12846
	P	82,62	82,28	82,24	84,03	90,91	96,47	100	93,94	92,63			
Fator Carga	F/P	83,41	82,99	83,29	84,46	90,68	97,11	100	94,35	93,2	95	94,82	92,57
	P												
Valor(R\$)	F/P	60	60	59	58	85	26	6	53	65	51	54	78
		7199,33	7336,79	7692,31	7499,08	10946,68	3763,02	879,61	6845,72	8408,53	6662	5854,84	5491,21

Fonte: Autores

Nesses 12 meses levantados a demanda medida foi praticamente constante, com o valor médio de 84,7kW, e que a demanda máxima foi de 102,63kW, medida no mês de outubro de 2013, valores muito abaixo da demanda contratada, que é de 276kW em todo o período.

A partir de novembro de 2013 observou-se que o F.P. esteve abaixo do 0,92 estipulados pela concessionária.

Construiu-se então a tabela 16 com os valores médios das componentes do faturamento para as seguintes verificações, destacando que até julho de 2013 o cliente era faturado na modalidade convencional e que depois desse período passou a ser faturado na modalidade horária verde.

Desconsiderou-se nesta análise o mês de setembro de 2013, pois a granja esteve sem atividade boa parte desse mês.

Tabela 16: Componentes de faturamento

COMPONENTES	unid.	média antes de julho/2013		média depois de julho/2013	
		grandezas	custo (R\$)	grandezas	custo (R\$)
*Demanda USD	kW	85	1518,95	85	466,65
Energia USD F.P.	kWh	34626,5	4342,16	33713,25	589,98
Energia USD Ponta	kWh	N/A		3146,75	1416,89
Energia TE F.P.	kWh	34626,5	534,29	33713,25	4475,43
Energia TE Ponta	kWh	N/A		3146,75	685,96
Energia reat. Exced. TE F.P.	kVarh	1445	43,00	2504	350,21
Energia reat. Exced. TE Ponta	kVarh	N/A		305	42,65
<b>*TOTAL</b>			<b>6210,65</b>		<b>8134,84</b>

\*Demanda: para o cálculo de faturamento da demanda a Copel leva em consideração que sobre a diferença entre a demanda contratada e a medida (demanda não utilizada) não incidem alguns tributos, como o ICMS por exemplo.

\*TOTAL: valor final da fatura com todos os componentes e impostos.

Fonte: Autores

Observa-se que com a mudança de modalidade tarifária, passando da convencional para a horária verde, houve uma redução significativa da tarifa de demanda e conseqüentemente os custos com a componente de demanda, esta redução foi em média percentual de aproximadamente de 70% (aproximadamente R\$ 1050,00).

Em contraposição o custo com a componente de energia ativa teve um aumento, pois passou a ser cobrada a energia no horário de Ponta, com o valor da tarifa maior que lhe é característica. O aumento total foi em média percentual de aproximadamente de 46% (aproximadamente R\$ 2290,00).

Na empresa existe um equipamento de correção de F.P. porém muito antiquado como pode ser visto na figura 6, não sendo possível a identificação de sua potência ou fabricante do equipamento. Segundo informações dos responsáveis pela granja houve uma manutenção recente na sala onde se encontra a medição,

proteção de baixa e banco de capacitores com substituição de alguns condutores e disjuntores.



Figura 6: Banco de capacitor  
Fonte: Autores

Conclui-se que após a mudança de modalidade tarifária, nos meses em que se esteve em plena produção o custo mensal com energia elétrica teve um aumento percentual de aproximadamente 30% com um custo médio de energia de R\$0,20 por kWh.

### 3.3 EMPRESA “C”

A empresa “C” é uma empresa de logística que conta com 15 unidades localizadas nos principais corredores de importação e exportação das regiões Sul e Sudeste, entre plataformas multimodais, portos secos, CLIAS e centros de distribuição.

Com essa estrutura, a empresa disponibiliza um portfólio completo de serviços para atendimento de toda a cadeia logística dos clientes. As atividades da empresa estão divididas em gestão de logística integrada, armazenagem, comércio exterior, transportes e informação.

A unidade da empresa visitada fica na região da Cidade Industrial de Curitiba e é classificada como uma CLIA (Centros Logísticos e Industriais

Aduaneiros). Possui uma área de aproximadamente 72.000 m<sup>2</sup>, destes sendo 17.000 m<sup>2</sup> de armazéns, contém 17 docas e sua fachada pode ser vista na figura 7.

Dentro da empresa há uma diversidade enorme de equipamentos e de maquinários com destaque a transporte de carga.



Figura 7: Fachada Empresa “C”  
Fonte: Autores

Observou-se que a empresa comprou o terreno de várias empresas menores e que para reduzir os custos e aproveitar as instalações existentes adotou um sistema de medição em média e ramificou o ramal de entrada para alimentação dos transformadores existentes como se observa nas figuras 8 e 9, fato que por um lado reduz os custos com a instalação, mas que por outro, traz problemas com relação a interligação das instalações e também quanto a necessidade de se ampliar a capacidade instalada, pois não existe na empresa a documentação dos projetos elétricos ou “*as built*”.

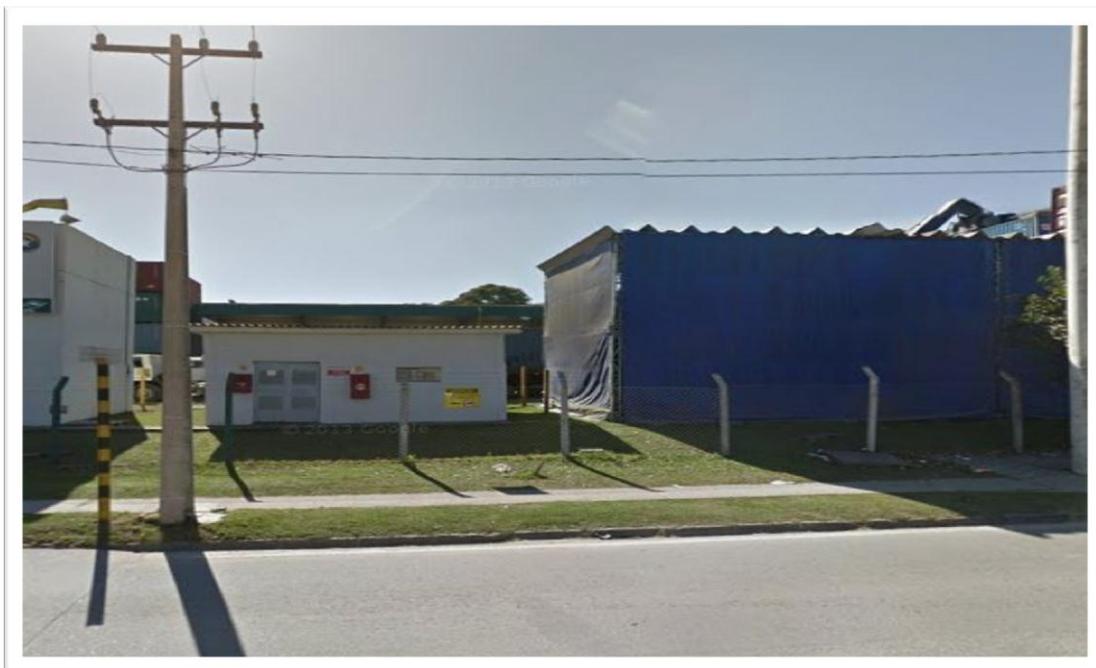


Figura 8: Entrada de energia, proteção e medição em média - Empresa "C"  
Fonte: Autores



Figura 9: Entrada de energia desativada e reaproveitada - Empresa "C"  
Fonte: Autores

A empresa tem o horário de funcionamento bem variado devido também as diferentes atividades simultâneas desenvolvidas, não refletindo em um padrão definido de utilização de energia elétrica.

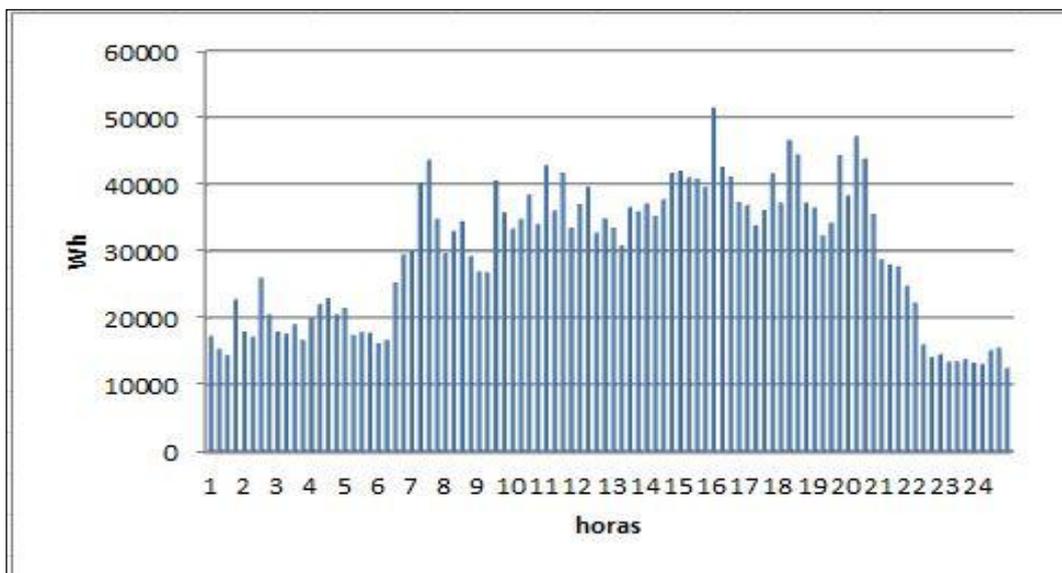


Gráfico 9: Histograma de Consumo Médio Diário  
Fonte: Autores

O gráfico 9 foi construído com os dados referentes ao mês de fevereiro.

### 3.3.1 Análise do Faturamento

A empresa possui um contrato de demanda de 180kW e migrou obrigatoriamente da modalidade convencional, em virtude da resolução 479/2012 da ANEEL, para a modalidade horária azul por sugestão da COPEL em julho de 2013.

Com o acesso às faturas anteriores ainda pelo portal na internet da distribuidora COPEL, foi possível construir a tabela 17 com alguns dos principais valores para análise do faturamento dos últimos doze meses.

Tabela 17: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa "C"

Grandezas	DATA													
	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13	jul/13	jun/13	mai/13	abr/13	mar/13	
kw	P	247,53	236,3	215,56	167,18	241,92	240,62	174,09	175,39	194,4				
	F.P.	234,14	252,28	240,62	206,92	206,92	217,29	150,33	186,19	184,03	186,62	202,6	206,92	
kw Ultrap	P	67,53	56,3	35,56		61,92	60,62							
	F.P.	54,14	72,28	60,62	26,92	26,92	37,29				19,58	22,6	26,92	
kWh	P	10969	12751	9709	8262	10916	12188	10310	9576	9941				
	F.P.	86739	103932	70024	59414	74933	78151	55735	54169	57823	70875	75066	81646	
Kvarh	R													
	P	5360	6007	3681	2694	4065	4725	1602	1888	2200				
Fato Potência	F.P.	59919	66636	40310	31037	44899	43527	13356	1522	17128	20647	18401	30923	32221
	P	89,85	90,46	93,51	95,07	93,71	93,24	98,81	98,11	97,64				
UFDR	F.P.	82,28	84,18	86,67	88,63	85,78	87,36	97,25	96,26	95,88	96,01	96,66	92,46	93,02
	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
DMCR	F.P.	10,37	8,97	0	3,78	1,08	0	0	0	0	0	0	0	0,44
	P	243,75	235,22	204,12	158,22	235,87	239,11	155,3	159,19	170,96				
UFER	F.P.	244,51	261,25	224,96	210,7	208	212,65	135,1	159,19	155,08	174,09	177,66	198,5	207,36
	P	282	237	46	0	38	73	0	0	0				
Fator Carga	F.P.	8856	8037	4638	2807	5331	4352	90	106	191	266	148	892	800
	P	0,74	0,86	0,55	0,75	0,72	0,77	0,86	0,87	0,81				
Corr. Pnim	F.P.	0,61	0,6	0,53	0,54	0,53	0,55	0,61	0,56	0,5	0,59	0,55	0,61	0,53
	P	11,55	10,95	9,85	7,6	11,04	11,01	7,92	7,98	8,84				
Valor(R\$)	F.P.	11,73	12,36	11,67	9,85	10,07	10,43	6,85	8,48	8,4	8,52	9,1	9,32	9,5
		38716,95	42577,75	31037,13	23937,64	34010,52	35153,05	22433,21	21983,45	22741,5	20325,29	21508,49	23121,98	24876,45

Fonte: Autores

Nesses 12 meses levantados a demanda medida foi praticamente constante, com o valor médio de 205,kW, e que a demanda máxima foi de 252,28kW, medida

no mês de fevereiro de 2013, valores acima da demanda contratada, que é de 180kW em todo o período.

Em alguns dos meses levantados observou-se que o F.P. estava abaixo do 0,92 estipulado pela concessionária.

Construiu-se então a tabela 18 com os valores médios das componentes do faturamento para as seguintes verificações, destacando que até fevereiro de 2013 o cliente era faturado na modalidade convencional e que depois desse período passou a ser faturado na modalidade horária azul.

Tabela 18: Componentes de faturamento

COMPONENTES	unid.	média antes de julho/2013		média depois de julho/2013	
		grandezas	custo (R\$)	grandezas	custo (R\$)
*Demanda USD P.	kW	N/A		210,3322222	3783,87668
*Demanda USD F.P.	kW	198,93	3554,88	208,7466667	1146,02
Energia USD F.P.	kWh	74240,5	9309,76	71213,33333	1246,23
Energia USD Ponta	kWh	N/A		10513,55556	183,99
Energia TE F.P.	kWh	74240,5	1145,53	71213,33333	9453,57
Energia TE Ponta	kWh	N/A		10513,55556	2291,85
Energia reat. Exced. TE F.P.	kVarh	266	33,36	8656	1210,63
Energia reat. Exced. TE Ponta	kVarh	N/A		282	39,43
<b>*TOTAL</b>			<b>22458,05</b>		<b>30287,91</b>

\*Demanda: para o cálculo de faturamento da demanda a Copel leva em consideração que sobre a diferença entre a demanda contratada e a medida (demanda não utilizada) não incidem alguns tributos, como o ICMS por exemplo.  
\*TOTAL: valor final da fatura com todos os componentes e impostos.

Fonte: Autores

Observa-se que com a mudança de modalidade tarifária, passando da convencional para a horária azul, houve um aumento dos gastos com a componente de demanda, principalmente devido a cobrança da demanda no horário de ponta, característica da modalidade.

Analisando-se apenas a tarifa, com a mudança da modalidade convencional para a horária azul o aumento dos gastos com a demanda teriam um aumento de aproximadamente 20%, porém no caso desse consumidor especificamente o aumento foi ainda maior em consequência do aumento da utilização de potência ativa do sistema, inclusive com ultrapassagem da demanda contratada.

O custo de energia também teve um aumento, pois passou a ser cobrada a energia no horário de Ponta, com o valor da tarifa maior. O aumento total com a componente energia foi em média percentual de aproximadamente de 25% (aproximadamente R\$ 2720,00).

Os representantes da empresa optaram pela modalidade azul ao invés da verde por orientação do setor de faturamento da COPEL, ação que se justifica pelo alto fator de carga mantido pela empresa.

Conclui-se que após a mudança de modalidade tarifária o custo mensal com energia elétrica nessa empresa teve um acréscimo médio percentual de aproximadamente 9% com custo médio de energia de R\$0,37 por kWh.

### 3.4 EMPRESA “D”

A empresa “D” é uma Indústria que produz plásticos industriais e de engenharia, tais como nylon, poliacetal, polipropileno, polietileno e PVC, em formatos de barras, chapas e tubos.

Ela é uma empresa relativamente jovem, mas com uma grande estrutura e organização. Está localizada em Pinhais na Região Metropolitana de Curitiba.

Seu funcionamento é integral incluindo o 3º turno de trabalho. Possui uma grande variedade de máquinas, injetoras e caldeira, além de um quadro de funcionários altamente capacitado.



Figura 10: Fachada da empresa “D”  
Fonte: Autores



Figura 11: Vista panorâmica empresa "D"  
Fonte: Autores

Na figura 10 pode observar a fachada da empresa e na figura 11 a vista panorâmica da mesma.

A empresa possui um grupo motor gerador em regime de *stand-by* dimensionado para suprir as cargas essenciais da produção.

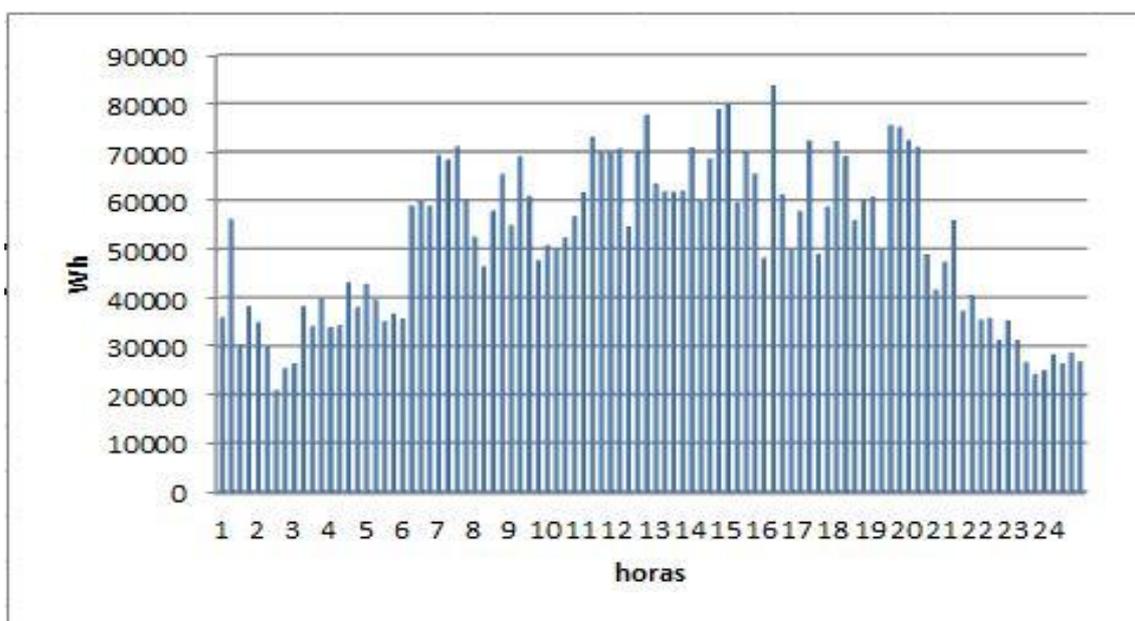


Gráfico 10: Histograma de Consumo Médio Diário  
Fonte: Autores

O gráfico 10 foi elaborado com os dados referentes ao mês de março.

### 3.4.1 Análise do Faturamento

A empresa possui um contrato de demanda de 300kW e migrou da modalidade horária verde para a modalidade azul em fevereiro de 2014 por decisão própria.

Com o acesso às faturas anteriores ainda pelo portal na internet da distribuidora COPEL, foi possível construir a tabela 19 com alguns dos principais valores para análise do faturamento dos últimos doze meses.

Tabela 19: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa "D"

DATA	abr/14	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13	jul/13	jun/13	mai/13	abr/13
Grandes													
kw	P 368,06	304,12	355,1										
	F.P. 366,33	352,51	309,31	288,57	279,07	372,38	355,1	337,82	336,09	329,18	324,86	346,46	305,85
kw Ultrap	P 68,06		55,1										
	F.P.					72,38	55,1	37,82	36,09	29,18	24,86	46,46	
kwh	P 16854	15092	13881	5637	12463	17696	11754	15443	4540	152	159	165	152
	F.P. 185048	152264	127992	57897	132400	170268	164852	167531	161704	159426	146156	155054	163896
	R												
Kvarh	P 3260	2890	2739	1707	2698	3565	2403	2684	1491	805	835	870	811
	F.P. 35668	29293	25753	17231	27761	33961	30597	31208	31373	32095	29274	30236	30851
Fato Potência	P 98,18	98,22	98,11	95,71	97,74	98,03	97,97	98,3	95,01	18,55	18,71	18,63	18,42
	F.P. 98,19	98,2	98,04	95,84	97,86	98,06	98,3	98,31	98,1	97,94	97,95	98,05	98,19
Fator Carga	P 0,69	0,83	0,59										
	F.P. 0,75	0,71	0,61	0,3	0,72	0,68	0,67	0,75	0,66	0,67	0,61	0,62	0,72
Valor(R\$)	64460,32	50901,88	49129,47	21685,26	44879,05	60539,97	52949,4	57897,04	44589,42	35448,36	33169,2	35520,58	36266,11

Fonte: Autores

Nesses 12 meses levantados a demanda medida foi praticamente constante, com o valor médio de 331kW, e que a demanda máxima foi de 372kW, medida no mês de novembro de 2013, valores acima da demanda contratada, que é de 300kW em todo o período.

Na maioria dos meses levantados observou-se que o F.P. esteve dentro do estipulado pela concessionária.

Observa-se que o consumidor não teve nenhuma mudança em seu faturamento e também não irá ter nenhuma mudança em decorrência da legislação apresentada no referencial teórico.

A análise de seu faturamento serve para exemplificar a condição dos consumidores com demanda contratada acima de 300kW e que buscam melhor condição de utilização de energia e a redução dos custos com a fatura.

### 3.5 EMPRESA “E”

A empresa “E” é uma empresa que atua área de fabricação e venda de pães, bolos, doces e diversos outros gêneros alimentícios na região de Curitiba, sendo referência para as demais empresas que atuam na mesma área.

Ela é uma empresa relativamente jovem, mas com uma grande estrutura e organização. Está localizada próximo a região central de Curitiba e sua fachada pode ser vista na figura 12.

Seu funcionamento é em horário comercial, sendo que as atividades se estendem entre as 06:30h e 22:00h. Possui uma grande variedade de máquinas, fornos, masseiras, modelatos, freezers e equipamentos panificação em geral.



Figura 12: Vista fachada empresa “E”  
Fonte: Autores

A empresa possui um alto fator de carga, devido a uma quantidade de freezers e equipamentos de refrigeração que permanecem ligados continuamente.

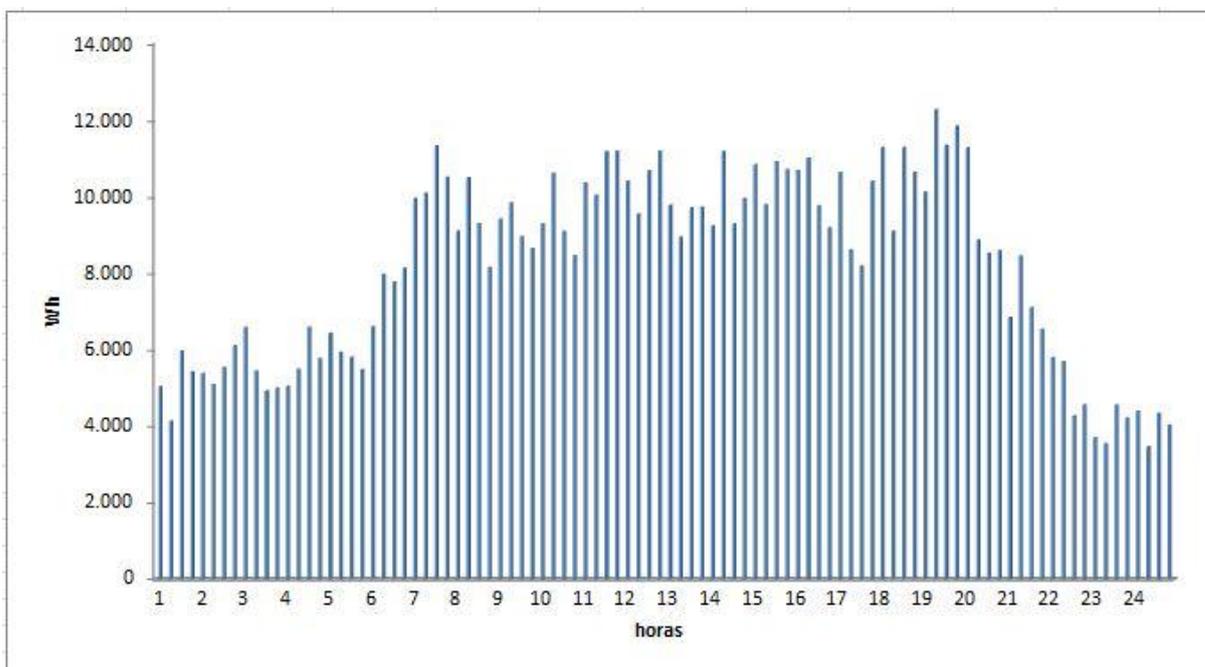


Gráfico 11: Histograma de Consumo mês de março empresa "E"

Fonte: Autores

O gráfico 11 foi construído com os dados referentes ao mês de março.

### 3.5.1 Análise do Faturamento

Com o acesso às faturas anteriores ainda pelo portal na internet da distribuidora COPEL, foi possível construir a tabela 20 com alguns dos principais valores para análise do faturamento dos últimos doze meses.

Tabela 20: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa "E"

DATA	abr/14	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13	jul/13	jun/13	mai/13	abr/13
Grandezas													
kw	P 72,91												
	F/P 78	82,43	86,41	77,56	78,59	70,33	78,89	70,11	74,98	64,5	72,47	71,36	69,66
kw	P 16,91												
Ultrap	F/p 22	26,43	30,41	21,56	22,59	14,33	22,89	14,11	18,98	8,5	16,47	15,36	13,66
	P 2886	2529	2603	2024	2039	2310	2384	2469	2587	2356	2381	2682	2190
kWh	F/P 28213	25953	28722	27359	26320	24890	23039	23388	22962	22689	21533	25019	19608
	R												
Kvarh	P 1210	100	1106	888	898	881	818	745	741	671	701	814	721
	F/P 10938	9677	10544	10010	9396	8778	7907	7620	7327	7425	7376	8914	7612
Fato	P 92,22	92,91	92,04	91,57	91,52	93,44	94,59	95,74	96,13	96,18	95,93	95,69	94,98
Potência	F/P 93,15	93,63	93,73	93,76	94	94,23	94,58	95,14	95,36	95,15	94,74	94,35	9341
Fator	P												
Carga	F/P 0,54	0,51	0,49	0,51	0,5	0,52	0,45	0,5	0,46	0,52	0,46	0,49	0,47
Valor(R\$)	10368,14	9596,86	10392,57	9288,36	9087,63	8829,93	8693,83	8638,37	8778,78	7900,56	7834,45	8673,9	7031,38

Fonte: Autores

Nesses 12 meses levantados a demanda medida foi praticamente constante, com o valor médio de 75kW, e que a demanda máxima foi de 86,41kW, medida no

mês de fevereiro de 2014, valores acima da demanda contratada, que é de 56kW em todo o período.

Na maioria dos meses levantados observou-se que o F.P. esteve dentro do estipulado pela concessionária.

Observa-se que o consumidor não teve nenhuma mudança em seu faturamento e também não irá ter nenhuma mudança em decorrência da legislação apresentada no referencial teórico pois já se encontra no faturamento horário.

### 3.5 EMPRESA “F”

A empresa “F” é um posto de gasolina em Curitiba, filial de uma das grandes redes de postos do Brasil, como se pode observar na figura 13.

Seu funcionamento é 24 horas, sendo que as atividades exercidas que desprendem maior consumo de energia se estendem entre as 06:30h e 23:00h. Possui motores, motobombas, refrigeradores e ar condicionados contemplando a loja de conveniências e bombas de abastecimento como se observa na figura 13.



Figura 13: Vista fachada empresa “F”  
Fonte: Autores

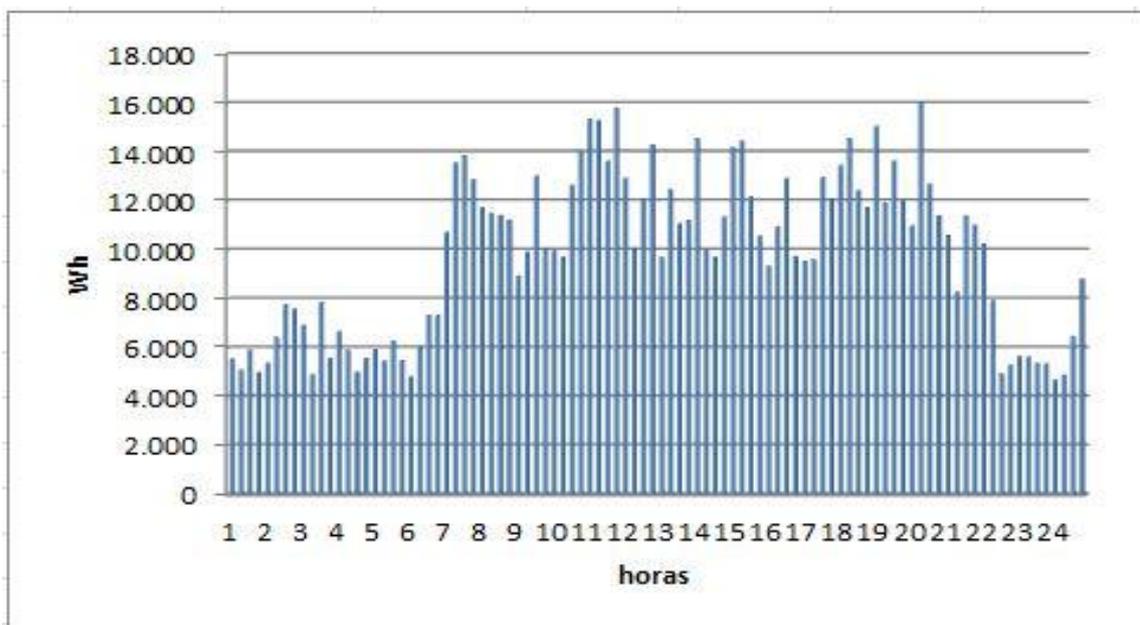


Gráfico 12: Histograma de Consumo mês de março empresa "F"

Fonte: Autores

O gráfico 12 foi construído com os dados do mês de março.

### 3.5.1 Análise do Faturamento

Com o acesso às faturas anteriores ainda pelo portal na internet da distribuidora COPEL, foi possível construir a tabela 21 com alguns dos principais valores para análise do faturamento dos últimos doze meses.

Tabela 21: Resumo Faturamento ano 2013-2014 empresa "F"

DATA	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13	jul/13	jun/13	mai/13	abr/13	mar/13
Grandes													
kw	P 113,94	F/P 109,61	89,29	86,98	88,36	83,73	88,06	87,08	86,49	86,19	86	85,44	85,85
kw Ultrap	P												
	F/p		4,29										
	P												
kWh	F/P 21343	19410	14231	30350	30328	29664	31100	28819	28868	30155	27814	24054	27634
	R												
	P												
Kvarh	F/P 10923	9950	4358	9078	9054	8493	9256	8393	8573	8920	8243	5697	5986
	P												
Fato Potência	F/P 89,02	88,99	95,62	95,81	95,82	96,14	95,85	96,01	95,86	95,89	95,88	95,88	97,73
	P												
Fator Carga	F/P 0,28	0,24	0,21	0,48	0,46	0,49	0,46	0,46	0,48	0,46	0,43	0,4	0,42
Valor(R\$)	8259,67	7682,07	6130,68	9643,3	9888,51	9642,15	9648,03	9283,76	9279,16	8779,68	8375,19	7551,33	8332,38

Fonte: Autores

Nesses 12 meses levantados a demanda medida foi praticamente constante, com o valor médio de 90,54kW, e que a demanda máxima foi de 113,94kW, medida no mês de março de 2014.

Existe uma alteração no contrato de demanda com a concessionária no período analisado. Até janeiro de 2014 o valor contratado era de 85kW e após este mês o a empresa solicitou aumento no contrato, passando então para o valor de 115kW. Esta mudança se deve ao fato que a empresa adquiriu novos compressores e bombas sendo assessorada por uma empresa especializada no setor de consultoria e engenharia.

Observa-se que como o consumidor está enquadrado na modalidade convencional, ele terá mudança em seu faturamento devido a extinção desta modalidade prevista para ocorrer até 2016.

A análise de seu faturamento, assim como a da empresa “E”, serve para exemplificar a condição dos consumidores que como eles, buscam melhor condição de utilização de energia e a redução dos custos com a fatura.

#### 4. CONSIDERAÇÕES E RECOMENDAÇÕES

A maioria das empresas visitadas são familiares ou tem as decisões gerenciais concentradas na figura de um empresário que responde por toda a empresa, e normalmente não tem conhecimento sobre as constantes presentes na fatura de energia elétrica. Como esperado, em nenhuma delas a pessoa que concedeu as informações sabia sobre as mudanças que ocorreram ou iriam ocorrer em seu faturamento. Situação dificilmente encontrada em consumidores de grande porte, com demanda contratada maior que 300kW, que normalmente possuem a designação de um setor específico à gestão de energia elétrica.

Não se pode fazer observações em relação as consequências observadas no faturamento de energia pelos consumidores de um modo geral, pois em cada consumidor observou-se uma situação distinta. Por exemplo, a resolução 479/2012 da ANEEL teve reflexos diferentes nos consumidores e nos casos analisados, em sua maioria, resultaram em um aumento no custo com energia elétrica.

O fator de potência é uma componente que deve ser melhor observada pelos consumidores, pois a correção eficiente do baixo fator de potência além de melhorar a capacidade energética das instalações, também reduz o gasto de energia elétrica, eliminando a componente de excedente reativo da fatura, este é o caso observado nas empresas “A”, “B” e “C”.

Algumas considerações e recomendações se fazem necessárias para cada empresa citada.

##### 4.1 EMPRESA A

Um fato curioso que se deve salientar nesse caso é que se em meados de junho de 2013, quando a empresa recebeu o comunicado da COPEL informando da necessidade de readequação de grupo tarifário, a mesma tivesse sido orientada adequadamente ou tivesse solicitado um serviço de consultoria, notaria a necessidade de reformular seu contrato com a concessionária, reduzindo a demanda para um valor mais condizente com o utilizado, como exemplo 130kW. Na análise de fatura como se pode observar, a empresa mantém uma constância nesse valor e então permaneceria na modalidade convencional, além de deixar de pagar por um valor que não utilizava.

O contrato atual tem validade de 1 ano e a empresa terá que esperar até junho de 2014 para poder fazer um novo contrato pedindo redução de demanda voltando para a modalidade convencional. Relembrando que a extinção da modalidade convencional está prevista para ocorrer até o ano de 2016.

Para deixar de pagar a componente “excedente reativo” da fatura de energia seria necessário o dimensionamento e instalação de banco de capacitores e/ou a substituição de equipamentos, como reatores de iluminação com baixo fator de potência por outros que tenham alto fator de potência.

Caso essas fossem aplicadas segue o gráfico 13 com a simulação dos valores a serem pagos em reais referente as modalidades convencional e horária verde dos meses de julho/2013 á março de 2014.



Gráfico 13: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde Empresa “A”  
Fonte: Autores

Como observado no capítulo 3 a empresa “A” teve um acréscimo médio de 10% (R\$ 0,38 por kWh) em seu faturamento após julho/2013 quando passou da modalidade convencional para a horária verde, porém pode-se perceber na simulação que se a mesma aplicasse as recomendações teria uma redução de 16% com custo médio de energia de R\$ 0,32 por kWh.

## 4.2 EMPRESA B

Assim como na empresa “A”, na empresa “B” se aplicam praticamente as mesmas condições, apesar de atuarem em segmentos distintos. Se em meados de junho de 2013, quando a empresa recebeu o comunicado da COPEL informando da necessidade de readequação de grupo tarifário, a empresa tivesse sido orientada adequadamente, a mesma deveria reformular seu contrato com a concessionária, reduzindo a demanda para um valor mais adequado, como por exemplo, 90kW. Como se pode observar na análise, a empresa possui uma constância nesse valor e assim deixaria de pagar por um valor que não utiliza.

Para deixar de pagar a componente excedente reativo da fatura de energia seria necessário realizar uma inspeção no conjunto de banco de capacitores, pois como houve uma queda brusca de energia reativa capacitiva em dezembro, provavelmente existe algum problema com relação a atuação de alguma proteção ou queima de equipamento.

Construiu-se o gráfico 14 com a simulação dos valores pagos em reais referente as modalidades convencional e horária verde dos meses de julho/2013 á março de 2014.

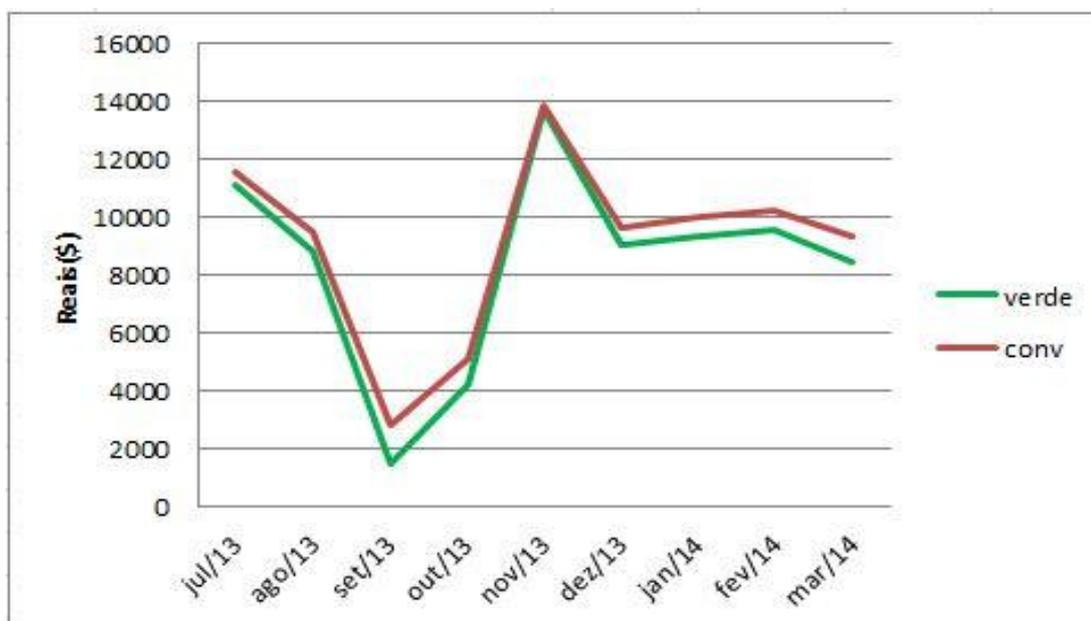


Gráfico 14: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde Empresa “B”  
Fonte: Autores

Como observado no capítulo 3 a empresa “B” teve um acréscimo médio de 30% (R\$ 0,20 por kWh) em seu faturamento após julho/2013 quando passou da modalidade convencional para a horária verde, porém pode-se analisar na

simulação que se a mesma aplicasse as recomendações teria uma redução de 9% com custo de médio de energia de R\$ 0,18 por kWh.

#### 4.3 EMPRESA C

Devido ao alto consumo no horário de ponta, a mudança de modalidade tarifária para esta empresa trouxe aumento no custo com a fatura de energia elétrica.

Notou-se que após outubro de 2013 a empresa passou a exceder o contrato de demanda de 180kW além dos 5% permitidos pela concessionária, acarretando aumento do custo, pois sobre o valor excedido se incide uma tarifa cerca de 3 vezes o valor normal da tarifa de demanda.

Recomenda-se a solicitação de aumento no contrato da demanda, pois segundo a concessionária, se houver disponibilidade de rede de distribuição, a solicitação pode ser atendida em até 30 dias. Porém deve-se levar em consideração que após o aumento de demanda somente poderá se pedir novamente a redução após ocorridos 12 faturamentos completos ou se houver algum reajuste tarifário.

Para deixar de pagar a componente excedente reativo da fatura de energia seria necessário o dimensionamento e instalação de banco de capacitores e/ou a substituição de equipamentos.

Construiu-se o gráfico 15 com a simulação dos valores pagos em reais referente as modalidades convencional, horária verde e horária azul dos meses de julho/2013 á março de 2014.

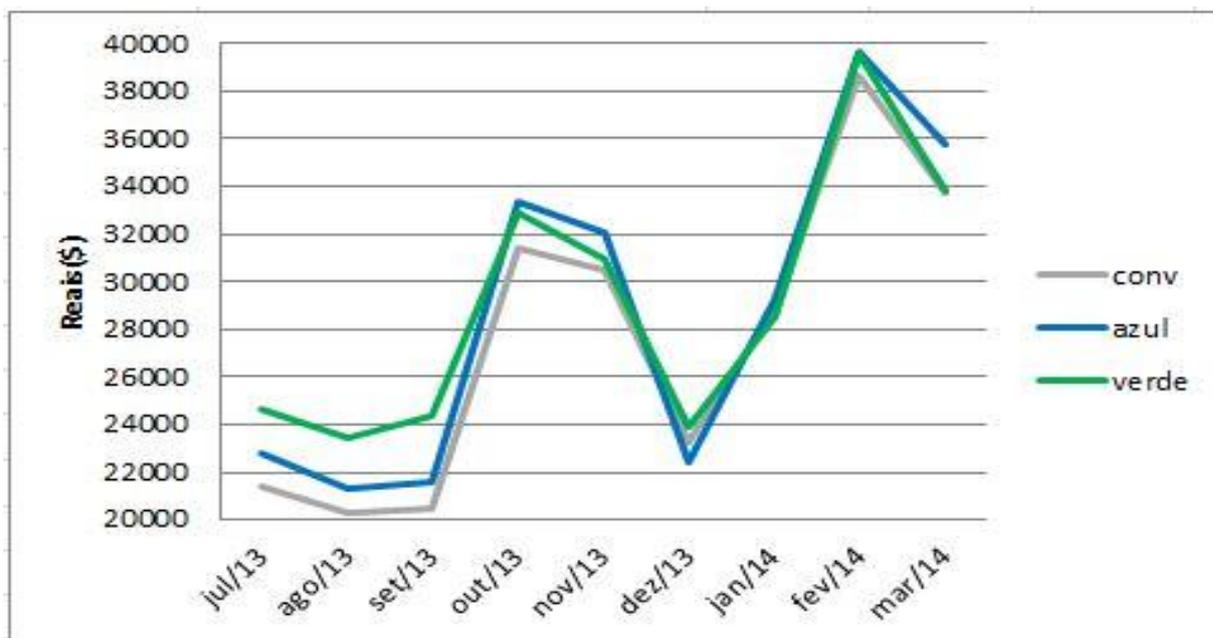


Gráfico 15: Simulação Modalidade Convencional X Horária Azul X Horária Verde Empresa "C"  
Fonte: Autores

Como observado no capítulo 3 a empresa "C" teve um acréscimo médio de 9% (R\$ 0,37 por kWh) em seu faturamento após julho/2013 quando passou da modalidade convencional para a horária azul, porém pode-se analisar na simulação que se a mesma aplicasse as recomendações, teria uma redução de 5% com custo médio de energia de R\$0,35 por kWh mesmo se permanecesse na modalidade horária azul.

#### 4.4 EMPRESA D

Devido ao alto consumo de energia referente a empresa "D", recomenda-se realizar um estudo de viabilidade econômica para implantação de grupo motor-gerador para atuação no horário de ponta, para exemplificar isso construiu-se a tabela 22 com a simulação dos valores que seriam pagos na fatura de energia pela modalidade horária azul com e sem as componentes de consumo e demanda no horário de ponta.

Tabela 22: Simulação Valores com e sem energia no Horário de Ponta.

TARIFAS	abr/14	mar/14	fev/14
AZUL com ponta (R\$)	63762,2	50280,3	47728,1
AZUL sem ponta (R\$)	44302,7	36841,3	30347

Fonte: Autores

Esta simulação ajuda a entender como ficaria a fatura de energia elétrica se o grupo motor-gerador assumisse toda a carga no horário de ponta.

Construiu-se dois gráficos, o gráfico 16 com a simulação dos valores pagos em reais referente as modalidades convencional, horária verde e horária azul dos meses de julho/2013 á março de 2014 e o gráfico 17 com a simulação dos valores pagos em reais referente as modalidades horária verde e azul apenas nos meses de fevereiro de 2014 á abril de 2014.



Gráfico 16: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde X Horária Azul Empresa "D"  
Fonte: Autores

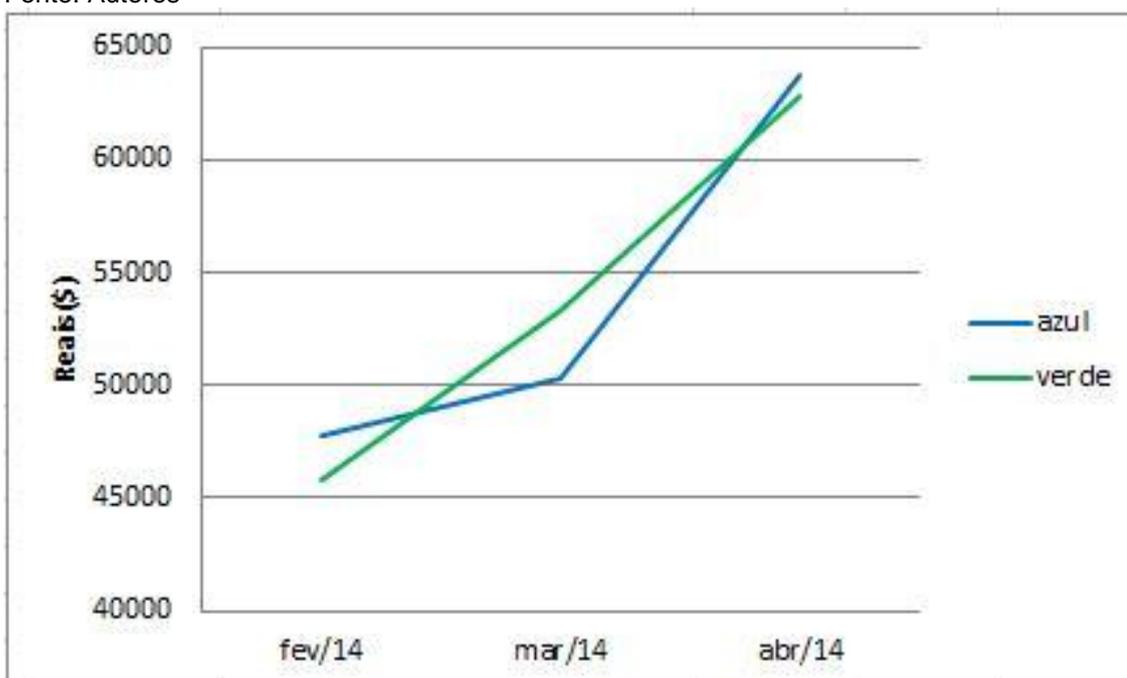


Gráfico 17: Simulação Modalidade Horária Verde X Horária Azul Empresa "D"  
Fonte: Autores

Conclui-se que devido as características de utilização de energia elétrica nesta empresa, ela está situada na região de fronteira em relação a otimização de custos por modalidade tarifária com um leve favoritismo para a modalidade horária azul.

#### 4.5 EMPRESA E

Recomenda-se a solicitação de aumento no contrato da demanda para um valor mais condizente com o utilizado, 70kW por exemplo. Como pode-se observar na análise de faturamento houve ultrapassagem do contrato da demanda nos 12 meses analisados e com a adequação do contrato se deixaria de pagar a componente de ultrapassagem.

Segundo a concessionária, se houver disponibilidade de rede de distribuição, a solicitação pode ser atendida em até 30 dias. Porém deve-se levar em consideração que após o aumento de demanda somente poderá se pedir novamente a redução após ocorridos 12 faturamentos completos ou se houver algum reajuste tarifário.

Exemplifica-se esta situação com a tabela 23 de simulação relacionando os valores das faturas com o contrato atual que se tem de demanda(56kW) e como seriam os valores se o valor fosse de 70kW.

Tabela 23: Simulação Com Contrato de Demanda Distintos

SIMULAÇÃO (R\$)									
TARIFAS	abr/14	mar/14	fev/14	jan/14	dez/13	nov/13	out/13	set/13	ago/13
VERDE (56kW)	10282,71	9522,972	10321,62	9212,581	9018,382	8763,007	8631,106	8577,935	8720,868
VERDE (70kW)	9919,459	9209,258	10007,91	8856,598	8645,393	8526,4	8317,391	8344,961	8407,484

Fonte: Autores

Se o contrato de demanda tivesse sido alterado em agosto de 2013 a empresa teria obtido uma economia média mensal de aproximadamente R\$300,00.

Construiu-se o gráfico 18 com a simulação dos valores que seriam pagos em reais referente as modalidades convencional e horária verde dos meses de abril de 2013 á abril de 2014.



Gráfico 18: Simulação Modalidade Convencional X Horária Verde Empresa "E"  
Fonte: Autores

Conclui-se que devido as características de utilização de energia elétrica nesta empresa, a modalidade recomendada já é a que ela está enquadrada, a modalidade horária verde.

#### 4.6 EMPRESA F

A empresa "F" não apresenta maiores problemas em seu faturamento e como única consideração, é ressaltado que após a extinção da modalidade convencional, haveria aumento de 111% no custo com energia elétrica se mantidas as características de consumo.

Construiu-se o gráfico 19 com a simulação dos valores que seriam pagos em reais referente as modalidades convencional, horária verde e horária azul dos meses de abril de 2013 á abril de 2014.

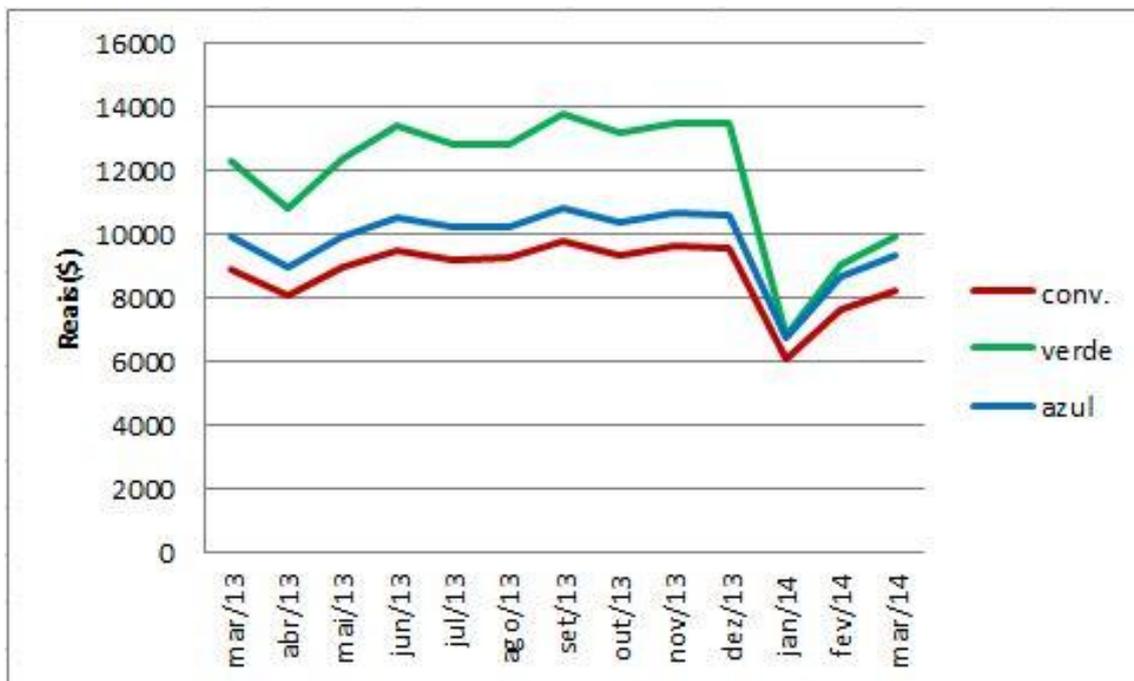


Gráfico 19: Simulação Modalidade Convencional X horária Verde X Horária Azul Empresa "F"  
Fonte: Autores

A modalidade recomendada já é a que ela está enquadrada, a modalidade horária convencional, mas que futuramente com a extinção dessa modalidade, a melhor opção seria a modalidade azul se mantidas as características de utilização de energia.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A principal dificuldade encontrada foi no levantamento de empresas e fazer com que estas nos disponibilizassem seus dados de faturamento.

Os objetivos pretendidos foram todos alcançados, pois com a realização do referencial teórico foi possível levantar as mudanças e consequências observadas no faturamento de energia do consumidor final de maneira prática e sucinta.

No levantamento das 6 empresas situadas em Curitiba e Região Metropolitana enquadradas no grupo “A”, com demanda contratada inferior a 300kW, foi observado que existem problemas no faturamento que poderiam ser facilmente identificados com a análise das faturas de energia elétrica e histórico de consumo que são disponibilizados aos consumidores no portal na internet da COPEL.

Com relação ao grupo “B” poderia ter-se realizado a análise do faturamento análogamente aos do grupo “A” contidos no trabalho, porém esta análise ficou comprometida com o adiamento da aplicação das bandeiras tarifárias, e o levantamento do histograma de consumo necessitaria da instalação de um multimedidor horário de energia já que o medidor da concessionária não dispõe desta funcionalidade para este grupo de faturamento, então optou-se por focar apenas nos consumidores do grupo “A”, os quais representam a grande maioria dos consumidores que sofreram alterações no faturamento após o ano de 2012.

A principal dúvida observada pelos consumidores analisados é com relação ao contrato de fornecimento de energia com a concessionária e escolha de modalidade tarifária.

Aos casos visitados em que a empresa não fazia acompanhamento da fatura e deixava a cargo da concessionária, encontrou-se problemas com relação ao contrato de demanda, como nos casos das empresas “A”, “B”, “C” e “E”. Nesta situação observou-se que a concessionária não tem obrigação legal de prestar consultoria ao consumidor e também não se responsabiliza pelas orientações dadas.

Uma boa opção é seguir o exemplo das empresas “D” e “F”, que contratam o serviço de consultoria de uma empresa especializada e assim otimizam o uso de energia elétrica e os gastos com a mesma. Esta ação representa uma escolha vantajosa, pois a maioria das empresas do ramo de consultoria energética trabalham com a cobrança com base nos resultados e lucros obtidos.

Todos os clientes do grupo "A" visitados possuem um equipamento instalado junto ao medidor da COPEL que ao se indagar junto ao departamento de medição da concessionária descobriu se tratar do sistema de telemedição, isto é, um equipamento similar a um modem de tecnologia 3g conectado ao medidor com a função de fazer a transmissão de dados de leitura diretamente ao servidor da COPEL.

Este sistema inovador já se encontra em 100% dos consumidores do grupo "A" de Curitiba e Região Metropolitana e a COPEL pretende em breve disponibilizar os informes de leitura online em seu portal da internet se tornando mais uma ferramenta de controle e supervisão da empresa.

Com foco nos histogramas de consumo individuais levantados, apesar de representar uma parte ínfima dos consumidores de energia, se faz uma reflexão a cerca do achatamento da curva de consumo no horário de ponta, em que este período de três horas consecutivas das 18h as 21h não representa mais a realidade, sendo necessário um período maior de tempo, como 5 ou 6 horas para abranger o período de carga máxima. Esta reflexão é deixada como sugestão a trabalhos futuros, pois necessita ser melhor embasada e que aqui se trata apenas de uma suposição.

A resolução 479/2012 da ANEEL e as demais mudanças previstas consistem em ações regulatórias que visam repassar o custo de geração ao consumidor final e agem de modo paliativo. Sendo a manutenibilidade do sistema e a garantia de abastecimento de energia elétrica um dos desafios da sociedade contemporânea e neste cenário constata-se a necessidade do conhecimento e uso consciente de energia por todos.

## GLOSSÁRIO

**Consumidor Cativo:** Aquele que compra energia elétrica de concessionária ou permissionária que tem a concessão para fazer o serviço de distribuição. Não tem possibilidade de negociar preço, ficando sujeito às tarifas de fornecimento estabelecidas pela ANEEL. Compra energia elétrica de distribuidoras que adquiriram essa energia através de leilões, portanto precisam repassar esses custos ao consumidor.

**Correção do Fator de Potência:** Manutenção do fator de potência dentro da faixa estabelecida pela ANEEL ( $\geq 0,92$ ), para evitar as multas na conta mensal de eletricidade através de capacitores e controladores.

**Demanda:** Média das potências elétricas, ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada e em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

**Demanda Contratada:** É a demanda de potência ativa a ser, obrigatória e continuamente, disponibilizada pela COPEL no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento. Deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. É expressa em quilowatts (kW).

**Fator de Potência (FP):** Valor obtido das leituras dos valores de energia ativa e reativa, através dos respectivos aparelhos de medição. É usado como indicador da eficiência do uso da energia elétrica em uma empresa.

**Horário de Ponta:** Horário de ponta, ou “horário de pico”, é o período definido pela COPEL e composto por três horas diárias consecutivas, durante o qual o consumo de energia elétrica tende a ser maior. No caso da COPEL, de 2ª a 6ª feira das 18h às 21h (das 19h às 22h no Horário de Verão). São considerados exceções os sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, "Corpus Christi" e demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico.

## REFERÊNCIAS

ALTERAÇÕES TARIFÁRIAS COPEL (2013), Disponível em <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2F04afb43850ca33c503257488005939b7>> acesso em 06/12/2013

ANEEL (2014). Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id\\_area=19](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=19)> acesso em 09/11/2013

ANEEL (2013), Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182> > acesso em 09/01/2014

ANEEL 2012, Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>> acesso em 28/12/2013

ANEEL (2011), Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=4921&d\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4921&d_area=90)> acesso em 28/12/2013

ANEEL (2008), Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas\\_p\\_ar1\\_cap2.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_p_ar1_cap2.pdf)> Acesso em 09/11/2013.

CARTILHA ANEEL, (2008) <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/catilha\\_1p\\_atual.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/catilha_1p_atual.pdf)> acesso em 14/01/2014

CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988, Disponível em <<http://www.almg.gov.br/open/cms/export/sites/default/consulte/legislacao/downloads/pdfs/ConstituicoFederal.pdf>> Acesso em 09/11/2013.

COPEL (2012). **Contribuições Para a Audiência Pública:** Estrutura tarifaria. Curitiba. 2013. Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/contribuicao/copel\\_ap043\\_2013.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/contribuicao/copel_ap043_2013.pdf)> acesso em 10/01/2014

CPFL ENERGIA, **Tributos-Saiba Mais**. Disponível em < <http://servicosonline.cpfl.com.br/tributos.aspx>> acesso em 15/01/2014

CREDER, HÉLIO. **Instalações Elétricas**. Editora LTC15<sup>a</sup> ed.

INFORMAÇÕES ÚTEIS COPEL (2013). Disponível em <[http://www.copel.com/hp\\_copel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9](http://www.copel.com/hp_copel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9)> acesso em 09/12/2013.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Tributos na Conta de Energia Alcançam 45%**. Disponível em <[http://www.acendebrasil.com.br/media/imprensa/20121026\\_EcoFinancas.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/imprensa/20121026_EcoFinancas.pdf)> acesso em 06/01/2014.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA, Disponível em <[http://mercadolivredeenergia.com.br/?attachement\\_id=1752](http://mercadolivredeenergia.com.br/?attachement_id=1752)> acesso em 28/12/2013.

MONTALVÃO, E; MENDES, M. **Brasil, Economia & Governo**. Disponível em < <http://www.brasil-economia-governo.org.br/2012/02/27/faz-sentido-importar-tributacao-elevada-so-bre-o-consumo-de-energia-eletrica/>> acesso em 14/01/2014.

PEN 2013. Disponível em <[http://www.ons.org.br/download/avaliacao\\_condicao\\_operacao\\_energetica/PEN%202013%20-20Sum%C3%A1rio%20Executivo.pdf](http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN%202013%20-20Sum%C3%A1rio%20Executivo.pdf)> Acesso em 28 de Outubro de 2013

PLANALTO. GOV. Disponível em <<http://www4.planalto.gov.br/centrodeestudos/galeria-de-fotos/arquivos-importados/apresentacao-visita-cnos>> Acesso em 13/07/2013.

PORTAL SEFAZ. Disponível em <<http://portal.sefaz.ma.gov.br/portalsefaz/pdf?codigo=1968>> acesso em 15/01/2014

PRADO, CRISTIANO (2013). **O Impacto Da Adoção Do Sistema De Bandeiras Tarifárias Para A Competitividade Da Indústria Brasileira**. Disponível em

<<http://www.firjan.org.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908CEC4061424F0140EEB95A1331A5>. > acesso em 02/02/2014.

RESOLUÇÃO NORMATIVA 414. 09/09/2010. Disponível em <[www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf)> acesso em 09/12/2013

RESOLUÇÃO NORMATIVA 479, Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>> acesso em 10/06/2013

ROMERO, J. F., et al (2003). **Energia no Brasil: Pra quê? Para quem? , Crise e Alternativas para um País sustentável**. São Paulo: Livraria da Física.

SAMPAIO, J. **Folha PE**. Disponível em <[http://www.folhape.com.br/cms/opencms/fohape/pt/edicaoimpressa/arquivos/2012/Abril/29\\_04\\_2012/0034.html](http://www.folhape.com.br/cms/opencms/fohape/pt/edicaoimpressa/arquivos/2012/Abril/29_04_2012/0034.html)> publicado em 29/04/2012 01:03; acesso em 15/01/2014.

SAUER, I. L; et al (2001) Disponível em <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2001/Monografias/ILDOEstudo%20sobre%20o%20Racionamento%2015-12-2001.PDF>> Acesso em 28/10/2013.

TAXAS E TARIFAS COPEL (2013), <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Fresidencial%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F23BF37E67261209C03257488005939EB>> acesso em 15/11/2013