

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS HENRIQUE VELHO VIVIAN

**ESTUDO DE CASO DA CURVA DE CARGA DE
CONSUMIDOR COMERCIAL**

Porto Alegre

2015

CARLOS HENRIQUE VELHO VIVIAN

**ESTUDO DE CASO DA CURVA DE CARGA DE
CONSUMIDOR COMERCIAL**

Projeto de Diplomação apresentado
ao Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Rio Grande do
Sul, como parte dos requisitos para
Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Dra. Gladis Bordin

Porto Alegre

2015

CARLOS HENRIQUE VELHO VIVIAN

**ESTUDO DE CASO DA CURVA DE CARGA DE CONSUMIDOR
COMERCIAL**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Prof.^a Dra. Gladis Bordin.
Orientadora.

Prof. Dr. Ály Flores Ferreira Filho.
Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica.

Aprovado em: ___/___/___

BANCA EXAMINADORA:

Gladis Bordin (Prof.^a Dra.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro (Prof. Dr.) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Silvio Pedro Assmann Junior (Eng.º) - Ludfor Energia.

RESUMO

Este trabalho apresenta o estudo da curva de carga de um consumidor comercial, analisa fatores e hábitos de consumo, visando à melhoria da gestão de energia elétrica. O estudo é realizado com dados reais de uma Empresa de Soluções Logísticas. Inicialmente, para embasar o estudo é descrita a legislação tarifária. Três Estudos de Caso são elaborados, tratam da alteração de modalidade tarifária, inserção na geração distribuída com energia solar e alteração de consumidor cativo para consumidor especial. Com base nos resultados obtidos são propostas ações de curto, médio e longo prazo.

Palavras-chave: legislação tarifária, estudos de caso, modalidade tarifária.

ABSTRACT

This paper presents the study of a commercial consumer load curve analyzes aspects and consumer habits, aimed at improving energy management. The study is conducted with real data of a Logistics Solutions Company. Initially to support the study tariff legislation is described. Three case studies are made, dealing with change in tariff mode, insertion into distributed generation with solar power and changing consumer captive to special consumer. Based on the results obtained are proposed actions of short, medium and long term.

Keywords: tariff regulations, case studies, tariff mode.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Divisão das atividades do sistema elétrico.....	13
Figura 2 – Curva de carga típica do sistema elétrico.....	15
Figura 3 – Divisão dos grupos tarifários.....	16
Figura 4 – Estrutura tarifária modalidade verde	19
Figura 5 – Estrutura tarifária modalidade azul	20
Figura 6 – Condições para a tarifação horo-sazonal.....	21
Figura 7 – Placa de identificação do gerador.....	27
Figura 8 – Histórico de consumo em base mensal	30
Figura 9 – Curva de carga histórica em base mensal.....	30
Figura 10 – Análise financeira de modalidade tarifária.....	31
Figura 11 – Estimativa de Investimento e Retorno em Geração Solar	34
Figura 12 – Estimativa de retorno e ganho do capital investido.....	35
Figura 13 – Divisão dos submercados brasileiros	39
Figura 14 – Características das unidades consumidoras da empresa.....	40

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCD	-	Contrato de Conexão de Sistema de Distribuição
CCT	-	Contrato de Conexão de Sistema de Transmissão
CCEI	-	Contrato de Compra de Energia Incentivada
COELCE	-	Companhia Energética do Ceará
COPEL	-	Companhia Paranaense de Energia
CUSD	-	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	-	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CCEI	-	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CEMIG	-	Companhia Energética de Minas Gerais
DEC	-	Duração Equivalente de Continuidade
DIC	-	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DNAEE	-	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
FEC	-	Frequência Equivalente de Continuidade
FIC	-	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
GMG	-	Grupo Moto Gerador
LED	-	<i>Light Emitting Diode</i>
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
RIC	-	Regulamento de Instalações Consumidoras
RGE	-	Concessionária de distribuição de energia elétrica Rio Grande Energia
ROI	-	<i>Return on investment</i>
SEB	-	Setor Elétrico Brasileiro
SEP	-	Sistema Elétrico de Potência
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
TUSD	-	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
TUST	-	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
1.1	Motivação	9
1.2	Apresentação do problema	9
1.3	Objetivos.....	10
1.4	Estrutura do trabalho.....	10
2	LEGISLAÇÃO TARIFÁRIA	11
2.1	Introdução	11
2.2	Diferenciação de preço	13
2.3	Classificação dos níveis de tensão.....	15
2.4	Tarifas Horó-Sazonais	18
2.5	Efeitos da tarifação Horó-Sazonal	22
2.6	Considerações do capítulo	23
3	ESTUDOS DE CASO	24
3.1	Introdução	24
3.2	Estudo de Caso 1	25
3.2.1	Características de operação e funcionamento da carga	28
3.2.2	Soluções propostas.....	32
3.2.2.1	Ações no curto prazo	32
3.2.2.2	Ações no médio prazo	33
3.2.2.3	Ações no longo prazo	33
3.3	Estudo de Caso 2	36
3.4	Estudo de Caso 3	38
3.5	Considerações do capítulo	41
4	CONCLUSÕES	42
	REFERÊNCIAS.....	43
	ANEXO A - Resoluções Normativas	46
	ANEXO B - Faturas de Energia Elétrica	54

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A energia elétrica adquiriu ao longo dos tempos papel fundamental no desenvolvimento do País, seja para os consumidores residenciais, comerciais ou industriais.

Os consumidores são enquadrados nas modalidades tarifárias de acordo com suas características e hábitos de consumo. A classificação dos consumidores em níveis de tensão e a regulamentação dos postos tarifários originaram as modalidades tarifárias, sendo estas monômias, considerando somente o consumo e binômias que consideram consumo e demanda contratada.

As modalidades tarifárias horo-sazonais e convencional, que são binômias, buscam melhorar a gestão Sistema Elétrico de Potência Brasileiro na sua condição de maior carga, no horário de ponta.

Os grandes consumidores se enquadram nas tarifas binômias e necessitam de uma gestão qualificada dos hábitos de consumo de energia elétrica. Muitos destes clientes ainda podem mudar de ambiente de contratação de energia, desde que atendam os requisitos para tal mudança. Esses aspectos são a motivação do presente trabalho.

1.2 Apresentação do problema

Clientes da classe comercial muitas vezes possuem uma gestão inadequada do consumo de energia elétrica. Alguns destes clientes não dispõem dos hábitos de consumo adequados ou o conhecimento técnico de tarifação de energia elétrica, pois atuam nos mais diferentes segmentos empresariais.

Neste trabalho, a curva de carga e os hábitos de consumo do cliente sob estudo indicam possível alteração de modalidade tarifária e mudança de qualificação de consumidor cativo para consumidor especial.

1.3 Objetivos

Realizar um estudo real da curva de carga de um consumidor comercial, buscando identificar fatores de consumo que aperfeiçoem a gestão do seu consumo de energia elétrica.

Elaborar uma análise para avaliação de modalidade tarifária mais indicada.

Estudar a possível inserção de geração distribuída através da energia solar. Analisar os requisitos para a empresa qualificar-se como um consumidor especial.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho é composto por quatro capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 trata das características tarifárias do sistema elétrico brasileiro, apresenta a evolução das tarifas e a construção de modalidades tarifárias. Ainda mostra a caracterização destas modalidades.

O Capítulo 3 apresenta os três Estudos de Caso com dados reais da curva de carga de um consumidor comercial.

Finalizando o trabalho, o Capítulo 4 apresenta as conclusões.

Complementam o trabalho dois anexos, um com resoluções normativas e outro com faturas de energia elétrica do consumidor comercial.

2 LEGISLAÇÃO TARIFÁRIA

2.1 Introdução

A geração de energia elétrica no Brasil teve início na usina hidrelétrica de Diamantina-MG, em 1883, com potência instalada de 6 kW. Passados pouco mais de 130 anos, a planta geradora do país possui aproximadamente 139.500.000 kW de potência instalada, incluindo todos os tipos de fonte de geração (ANEEL, 2015a). Esses dados mostram o crescimento da geração e, conseqüentemente, da carga no País.

A energia elétrica fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), até meados dos anos 90, era transportada em um contexto do setor elétrico verticalizado. Não havia subdivisão de cálculo dos custos da geração, transmissão, distribuição e comercialização na precificação da tarifa a ser cobrada do consumidor.

Neste contexto, o setor elétrico brasileiro buscava uma utilização otimizada da capacidade instalada, além de uma orientação aos consumidores para a utilização mais racional dos seus equipamentos e dos processos comerciais e industriais (WEBER, 2012).

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) publicou em 1985 um estudo intitulado Nova Tarifa de Energia Elétrica – metodologia e aplicação, mais conhecido como ‘Livro Verde’, onde busca otimizar os custos causados pelos consumidores ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isto, tem como foco refletir a elaboração de um modelo de custos, para quantificar e qualificar os tipos de consumidores ligados ao sistema, a fim de chegar na construção de modalidades tarifárias (DNAEE, 1985).

Uma vez elaborado um modelo de custos, onde se divide a precificação da tarifa ao consumidor final em geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, o próximo passo torna-se fundamental: dividir esses consumidores em modalidades distintas. Para isto, é necessário agrupar os consumidores que apresentem características semelhantes, como consumo de energia, níveis de tensão e ainda, comportamentos temporais do consumo para que um consumidor complemente o outro, gerando o sistema de forma otimizada e sustentável (WEBER, 2012).

Surgem problemas no desenvolvimento das modalidades. O ‘custo do cliente’ é um conceito de difícil definição. No cálculo das chamadas responsabilidades de potência, o modelo matemático utilizado apresenta problemas de especificação, onde os estimadores utilizados no cálculo são ineficientes. Na prática para sustentar os cálculos dos custos inexistem informações topológicas ou elétricas. Além de outros erros previstos, pois o método utilizado é probabilístico (EL HAGE, 2011).

Até a década de 90, todos os consumidores pagavam o mesmo valor de tarifa pela energia consumida. Esse valor visava garantir a remuneração das concessionárias, não considerando se eram realmente eficientes. Como a tarifa era única, o interesse das concessionárias em buscar a racionalização no consumo da energia elétrica era subjetivo, pois a maior parte dos custos era repassada ao consumidor (CEMIG, 2015).

Por vários motivos, entre eles o controle inflacionário, a remuneração mínima para as concessionárias não era atingida, gerando inadimplência nas distribuidoras e geradoras, tendo como consequência a falta de recursos para expansão do sistema elétrico como um todo (CEMIG, 2015).

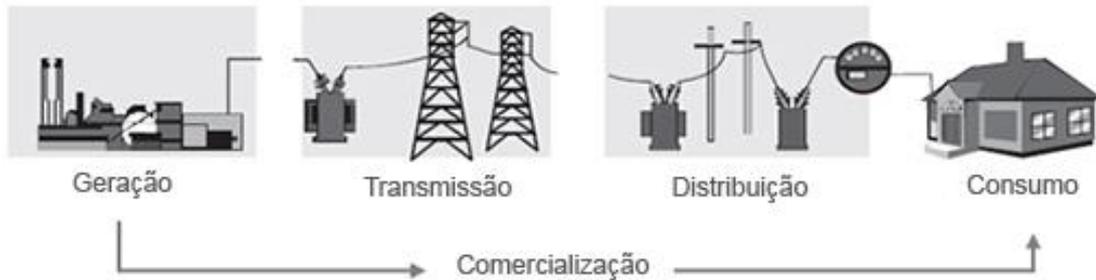
Neste contexto foi aprovada a Lei nº 8.631 de 1993, onde a tarifa passou a ser fixada pelas concessionárias de acordo com as características de cada área de concessão. Com a mudança na legislação, começaram a surgir novos conceitos, como o conceito de equilíbrio financeiro, que foram promulgados na Lei 8987 de 1995. Foram estabelecidas tarifas por área de concessão sendo a concessionária obrigada fornecer energia elétrica nesta área de abrangência. Muitas vezes, dentro de uma mesma unidade federativa terá mais de uma concessionária e assim mais de uma tarifa sendo praticada (CEMIG, 2015).

Devido às mudanças ocorridas na legislação e no sistema elétrico como um todo, a implantação de modalidades tarifárias tem como consequência um sistema desverticalizado. Na nova divisão, estão separadas as atividades da geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. A Figura 1 ilustra essas atividades.

As concessionárias, que eram responsáveis por todas as etapas desde a geração até o consumidor final, tiveram suas atividades divididas. Com as mudanças, as empresas de distribuição e de transmissão operam somente com o repasse da energia, ou seja, apenas transportam e distribuem a energia. Consequentemente, não podem mais visar o lucro na compra e venda de energia, apenas repassando os custos da compra da mesma. Podem sim,

tarifar o custo operacional envolvido no transporte e distribuição, além das despesas comprovadas para expansão das suas estruturas físicas respectivas.

Figura 1 – Divisão das atividades do sistema elétrico.



Fonte: Quanta Geração, 2015.

As distribuidoras, neste novo padrão, possuem apenas responsabilidade principal de distribuir a energia. Apenas compram e revendem energia, sem visar lucro, para seus consumidores cativos. O novo conceito atribuído às distribuidoras e transmissoras considera a utilização da sua rede como, também, a permanente expansão da mesma. Porém o aumento da utilização somente da rede não significa absolutamente aumento dos custos das empresas, isto é discutido e analisado nas revisões tarifárias (WEBER, 2012).

Para a elaboração das modalidades tarifárias são considerados diversos aspectos, como o consumo, grupos de consumo, níveis de tensão utilizados. Ainda se torna necessário levar em conta o uso do sistema de distribuição, transmissão, além dos horários de cada grupo de consumidor para otimizar o uso do sistema e torná-lo eficiente e ainda eficaz.

2.2 Diferenciação de tarifas

Nos sistemas elétricos de potência, o custo da energia elétrica não é corretamente caracterizado pela quantidade de energia comercializada, mas principalmente pela capacidade máxima disponibilizada por cada agente ligado ao sistema. A causa principal ocorre pela inviabilidade econômica de armazenar a energia elétrica gerada.

Os consumidores residenciais, junto com os demais atendidos em baixa tensão, possuem a aplicação de uma tarifa com preços monômios, sendo a cobrança efetuada simplesmente pela energia consumida, independente do horário diário e sem necessidade de

contratação prévia de demanda a consumir. Essa situação ocorre devido a maior parcela dos consumidores residenciais e possuem medidores eletromecânicos, que se limitam apenas ao registro da energia consumida.

Para consumidores atendidos por nível de tensão mais elevado, são considerados outros fatores, como o horário ao longo do dia e o período do ano no momento instantâneo do consumo da energia envolvida.

A Resolução Normativa nº 414, de 2010, da Agência Nacional de Energia Elétrica, órgão regulador do setor elétrico define esses conceitos da seguinte maneira (ANEEL, 2010):

Horário de ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;

Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares aquelas definidas no horário de ponta;

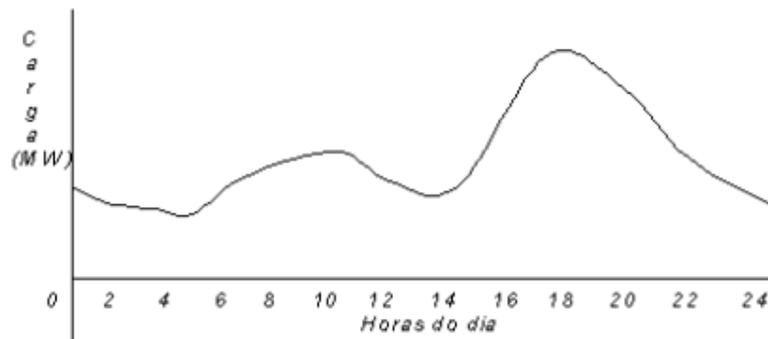
Período úmido: período de 5 (cinco) ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte;

Período seco: período de 7 (sete) ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de maio a novembro.

Ao longo do estudo da elaboração das modalidades tarifárias, é interessante lembrar que os horários de ponta e horários fora da ponta são representados em uma curva de carga do sistema, ilustrada pela Figura 2. Conseqüentemente, esta curva apresenta o padrão do uso do sistema em determinado período de análise, sendo útil como referência para relacionar valores

de carga de um grupo de consumidores e otimizar o uso do sistema complementando aos demais grupos existentes.

Figura 2 – Curva de carga típica do sistema elétrico.



Fonte: Hermsdorff, 2003.

2.3 Classificação dos níveis de tensão

Além de fatores como o consumo de energia, horários da ponta ao longo do dia e período climático anual, a classificação dos clientes em níveis de tensão é uma questão obrigatória. A subdivisão quanto a níveis de tensão mais atualizada estabelece (ANEEL, 2010):

Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;*
- b) Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;*
- c) Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;*
- d) Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;*
- e) Subgrupo A4 – tensão de fornecimento 2,3 kV a 25 kV;*
- f) Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, em sistema subterrâneo.*

Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) *Subgrupo B1 – residencial;*
- b) *Subgrupo B2 – rural;*
- c) *Subgrupo B3 – demais classes;*
- d) *Subgrupo B4 – iluminação pública.*

Os clientes do grupo B possuem uma tarifa monômnia, onde a tarifa de fornecimento de energia elétrica é composta unicamente pelo consumo da energia ativa (kWh) e fornecimento de tensão geralmente em 127/220/380 V. Ainda atendendo o critério de obedecer ao limite de carga instalada 112,5 kVA (AMPLA, 2015). Exceção feita para unidades consumidoras localizadas em área de veraneio ou turismo, em que sejam explorados serviços de hotelaria independente da carga instalada. O artigo 1º da Resolução Normativa nº 432, de 28 de novembro de 2002, do Ministério do Esporte e Turismo estabelece os municípios atendidos (MET, 2002). A Figura 3 ilustra a divisão dos grupos tarifários relacionados aos grupos de tensão A e B.

Figura 3 – Divisão dos grupos tarifários.



Fonte: Augusto, 2007.

Para os clientes do grupo A, a tarifação é diferenciada. As modalidades tarifárias da energia elétrica consumida são compostas por, pelo menos, dois aspectos no faturamento: a energia ativa mensal consumida e a potência ativa máxima mensal registrada, ou seja, a demanda máxima mensal. Esta configuração designa a classificação de tarifação binômnia.

Esse mecanismo de cobrança está diretamente ligado à questão dos custos de geração (EL HAGE, 2011). As modalidades buscam estimular o deslocamento da carga em que o sistema esteja mais carregado, no horário de ponta, ilustrado na Figura 2, para horários onde sistema opere menos sobrecarregado, fazendo assim, uma otimização do Sistema Elétrico de

Potência Brasileiro (SEP) cumpra na efetividade seu papel, de gerir de forma otimizada o uso da energia elétrica.

Dentro dos clientes do grupo A, conforme o subgrupo atendido pela unidade consumidora existe três modalidades tarifárias: a tarifa convencional, a tarifa horo-sazonal verde e a tarifa horo-sazonal azul.

A modalidade de tarifação convencional, assim como as demais, exige certas características e impõe algumas condições para seu enquadramento. A primeira exigência consiste em um contrato específico com a concessionária atendida pelo consumidor, no qual se pactua um valor da demanda pretendida, isto é, a demanda contratada.

Na demanda contratada não há especificação referente ao horário de consumo, seja na ponta ou fora dela, ou ainda referência ao período do ano, sendo seco ou úmido. A demanda contratada ainda deve ser inferior a 300 kW, desde que não tenham ocorrido nos onze meses anteriores, três registros consecutivos ou seis registros alternados, ultrapassagem da demanda superior aos 300 kW da situação limítrofe (PROCEL, 2011).

Outra exigência para a contratação desta modalidade refere-se ao nível de tensão. Nos clientes do grupo A, somente os subgrupos A3a, A4 e AS podem contratar a tarifa convencional, ou seja, consumidores atendidos com tensão inferior a 69 kV (COPEL, 2015).

A tarifa convencional somente torna-se atrativa para consumidores que possuem extrema dificuldade em controlar seu consumo ou a sua demanda no horário de ponta, devido à conveniência de contratar apenas a demanda máxima. Porém, analisando criteriosamente os aspectos econômicos, os clientes percebem que essa modalidade tarifaria possui um custo elevado, devido o valor do kW da demanda contratado ser em média 3,2 vezes superior comparado as tarifas horo-sazonais, além das concessionárias mesmo disponibilizando a energia elétrica por um valor maior percebem quanto é danosa a otimização do sistema disponibilizando a sua comercialização (ANEEL, 2015b).

2.4 Tarifas Horo-Sazonais

Seguindo a análise das modalidades tarifárias disponibilizadas ao grupo A, os clientes podem optar pelas tarifas horo-sazonais verde ou azul. São tarifas binômias, compostas por dois aspectos no faturamento: energia ativa mensal consumida e demanda máxima mensal.

As modalidades horo-sazonais exigem opostamente a tarifa convencional, uma maior gestão do contratante quanto aos seus hábitos de utilização da energia elétrica consumida. O faturamento consiste na diferenciação nos horários de ponta e fora da ponta, e ainda, nas condições climáticas, isto é, no período seco ou úmido.

As tarifas horo-sazonais possuem a finalidade de sinalizar aos consumidores sobre o efeito das demandas ao longo do período diário e do período anual nos custos da rede. Além do efeito direto nos custos da rede, as tarifas refletem que os custos da geração variam ao longo do dia e durante as estações do ano, frente ao aumento da demanda e as variações de oferta das fontes de geração (EL HAGE, 2011).

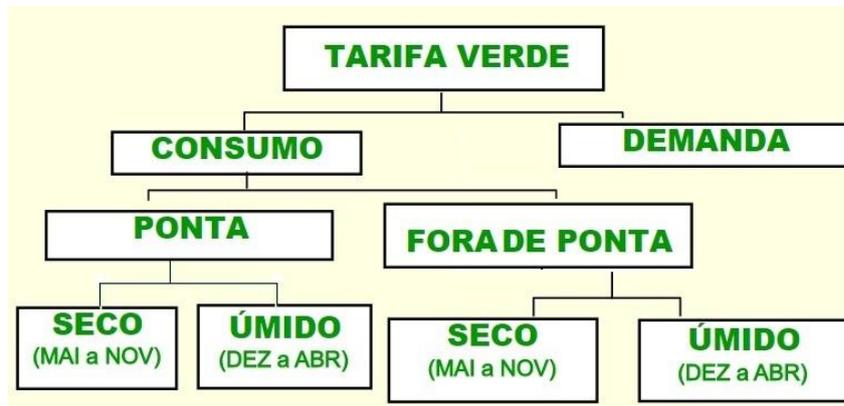
A tarifa horo-sazonal verde exige contrato específico com a concessionária, onde se estipula o valor da demanda contratada. Porém na modalidade verde, há diferenciação na tarifação da energia ativa consumida referente ao horário diário de sua utilização.

A Resolução Normativa nº 479, de 2012, da ANEEL, estabelece a modalidade horo-sazonal verde é aplicada considerando a seguinte estrutura tarifária (ANEEL, 2012a):

- *Tarifa única de demanda de potência (kW) (na ponta e fora de ponta);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário da ponta e período úmido (kWh);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário fora da ponta e período úmido (kWh);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário da ponta e período seco (kWh);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário fora da ponta e período seco (kWh).*

A Figura 4 ilustra a divisão da estrutura tarifária relacionados à modalidade verde.

Figura 4 – Estrutura tarifária modalidade verde.



Fonte: Augusto, 2007.

A tarifa de demanda é única, independente do horário diário e principalmente independente do período anual. A contratação da demanda deve ser respeitada ao longo do ciclo de faturamento. Ocorrendo ultrapassagem superior a 5% da demanda contratada remete ao consumidor aplicação de multa, geralmente de um valor bem superior comparado ao contratado. A obrigatoriedade é a contratação de 30 kW de demanda contratada mínima (COELCE, 2015).

A exigência para a contratação desta modalidade, em referência ao nível de tensão, é de clientes pertencentes ao grupo A, porém disponível somente aos subgrupos A3a, A4 e AS (COPEL, 2015).

Esta modalidade tarifária possui uma diferença de valores muito grande entre os valores de energia tarifados no horário de ponta e fora de ponta, facilitando a gestão de clientes que possuem consumo de energia, na totalidade ou maior parcela, durante o horário fora da ponta.

A maior parte dos clientes que contratam a modalidade horo-sazonal verde, utilizam de outra fonte de geração de energia durante o consumo de ponta. Dentre as fontes mais usuais está o uso do Grupo Moto Gerador (GMG) movido a diesel, além de autoprodução e cogeração, onde o consumidor possua a disponibilidade de aplicação.

Portanto, a modalidade verde é destinada aos consumidores com baixo fator de carga no horário de ponta, com capacidade limitada de modulação neste mesmo horário. Além de possuir uma redução significativa no consumo ativo no horário de ponta (WEBER, 2012).

A tarifa horo-sazonal azul possui, como nas anteriores descritas, exige um contrato específico com a concessionária. O diferencial das demais se encontra ao estipular o valor da demanda contratada no horário de ponta e a demanda contratada no horário fora de ponta.

Além da diferenciação na tarifação da energia ativa consumida referente ao horário de ponta e fora de ponta, a modalidade horo-sazonal azul é estabelecida pela seguinte estrutura tarifária (ANEEL, 2012a):

- *Uma tarifa de demanda de potência no horário de ponta (kW);*
- *Uma tarifa de demanda de potência no horário fora de ponta (kW);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário da ponta e período úmido (kWh);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário fora da ponta e período úmido (kWh);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário da ponta e período seco (kWh);*
- *Uma tarifa de consumo para o horário fora da ponta e período seco (kWh);*

A ocorrência de ultrapassagem durante o ciclo de faturamento superior a 5% das demandas contratadas remete ao consumidor aplicação de multas, de valores bem superiores comparados ao das demandas contratadas. Também é obrigatória a contratação de 30 kW de demanda mínima (COELCE, 2015).

Para a contratação da modalidade horo-sazonal azul, referente ao nível de tensão, aos clientes do grupo A, a tarifação torna-se obrigatória para os subgrupos A1, A2 e A3, sendo opcional somente os subgrupos A3a, A4 e AS. Todos os consumidores do grupo A podem ser contemplados pela modalidade, ainda que os consumidores atendidos com tensão inferior a 69 kV seja opcional (COPEL, 2015). A Figura 5 ilustra a divisão da estrutura tarifária relacionados à modalidade azul.

Figura 5 – Estrutura tarifária modalidade azul.



Fonte: Augusto, 2007.

A diferenciação entre período seco e úmido nas modalidades verde e azul foi suspensa na Resolução Normativa nº 547, de 16 de Abril de 2013. Esta resolução estabeleceu as bandeiras tarifárias, sinalizando aos consumidores as condições favoráveis ou não de geração de energia elétrica, eliminando a distinção entre período seco e úmido (ANEEL, 2013).

A Figura 6 mostra as condições compulsórias e opcionais para a tarifação horo-sazonal, ainda os atrativos de cada modalidade.

Figura 6 – Condições para a tarifação horo-sazonal.

Tarifa	Compulsória	Opcional	Atrativa
Azul	Subgrupos A1, A2 e A3 independente da demanda contratada. Subgrupos A3a, A4 e AS quando a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW.	Subgrupos A3a, A4 e AS sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.	Para consumidores que necessitam permanecer com no mínimo 80% da carga no horário de ponta.
Verde	Subgrupos A3a, A4 e AS quando a demanda contratada for igual ou superior a 300 kW, em alternativa a tarifação azul.	Subgrupos A3a, A4 e AS sempre que a demanda contratada for inferior a 300 kW.	Para consumidores que utilizam fator de carga inferior a 80% ou outro tipo de geração no horário de ponta.

Fonte: O autor, 2015.

A modalidade azul exige uma gestão maior por parte do consumidor comparada as demais vistas anteriormente. A tarifação azul torna-se mais indicada aos consumidores onde a utilização da demanda no horário de ponta é imprescindível. Ou seja, é pequena a possibilidade de reduzir a carga, bem como a sua utilização neste horário. Como a diferenciação de valores é menor entre os valores de energia tarifados no horário de ponta e fora de ponta, a indicação desta modalidade remete a consumidores que necessitam de energia no horário de ponta.

2.5 Efeitos da tarifação Horo-Sazonal

Desde os estudos para formação das modalidades tarifárias até atualmente, as tarifações estão sofrendo adaptações para se adequarem as necessidades tanto do SEP quanto dos consumidores. Essas modificações podem ser vistas com normalidade, pois os grandes consumidores visam o crescimento e os responsáveis pelo carregamento da rede objetivam a otimização do sistema (WEBER, 2012).

A maior parte dos consumidores opta pela tarifa verde, devido a possibilidade de modulação da sua carga no horário de ponta, além da contratação de demanda única. A contratação da tarifa azul restringe a um grupo menor de clientes que possuem processos longos, geralmente não podendo ser interrompidos e, custos altos de partida de produção.

O consumidor geralmente reage com resiliência aos custos totais observados as modalidades tarifárias, independente de qual o mesmo contrata. Este arranjo de custos entre as modalidades reflete o custo da energia ao consumidor interligado a horários e período anual, quando relevante (WEBER, 2012).

O objetivo principal das concessionárias e outros agentes envolvidos no sistema tem clareza na sua meta: modular a curva de carga dos clientes no horário onde ocorre o carregamento máximo do sistema e estimulá-los seu consumo no horário inverso. Como consequência, a projeção com maior correção e efetividade da demanda a ser disponibilizada no sistema (WEBER, 2012).

Com a diferença de valores e condições de utilização entre as modalidades horo-sazonais, as concessionárias e outros agentes envolvidos na questão do carregamento do sistema, atingiram uma elevação de receitas, devido à modulação de cargas pelos consumidores ao longo de horários, dias e períodos climáticos utilizados com critérios específicos e racionais, obviamente condicionados a tarifação diferenciada.

Aliada ao aumento de receitas houve uma diminuição da manutenção, comprovado por fatores regulatórios de indicadores de continuidade, como DEC, DIC, FEC e FIC.

Outra consequência das modalidades horo-sazonais foi à constatação de alguns alimentadores das distribuidoras tornarem-se ociosos no horário de ponta, fato não interessante as concessionárias. Pois, há perda de receita e de oportunidades de projetar uma otimização que busque a adequação do sistema como um todo. Há estudos neste sentido,

como o Projeto de Diplomação de Émerson Henrique Weber, onde em locais ociosos são negociados junto a clientes na intenção de geração de receita onde possua demanda de energia disponível.

Novas alterações tarifárias buscam este sentido, onde sendo possível a substituição de GMG movidos a diesel como geradores de energia no horário de ponta, sejam substituídos por fontes renováveis, como hidráulica e biomassa, por exemplo.

2.6 Considerações do capítulo

A Legislação Tarifária foi elaborada no decorrer dos anos, considerando geração, transmissão, distribuição e a carga. Aliado a complexidade do Sistema Elétrico de Potência Brasileiro, agregam-se as plantas geradoras e os hábitos de consumo, sendo estes de consumidores residenciais, comerciais e industriais.

A evolução da Legislação Tarifária apresentou a divisão por níveis de tensão e, conseqüentemente, a diferenciação de tarifas, tendo base ainda os postos tarifários. Inicia-se a diferenciação por tarifas monômias, onde se considera apenas o consumo da energia elétrica e, as tarifas binômias, considerando o consumo e a demanda contratada.

Entre as tarifas binômias, apresentam-se a tarifa convencional, a horo-sazonal verde e a horo-sazonal azul. A tarifa convencional possui complexidade inferior e custos superiores, pois exige apenas a contratação da demanda, sem diferenciação dos horários de ponta ou fora de ponta.

As tarifas horo-sazonais exigem uma gestão maior dos consumidores, pois diferenciam os postos tarifários. Ainda há o fato de a tarifa azul ser compulsória para clientes dos subgrupos A1, A2 e A3.

O objetivo principal da diferenciação das tarifas consiste em modular a curva de carga dos clientes, principalmente no horário de ponta, para evitar o carregamento máximo do sistema, estimulando o consumo no horário inverso. Assim otimizando a utilização da energia elétrica e evitando transtornos maiores no horário de maior consumo do SEB.

3 ESTUDOS DE CASO

3.1 Introdução

Com os atuais reajustes das tarifas de energia elétrica, crise hídrica e risco de racionamento, a gestão da energia elétrica tornou-se relevante. Neste sentido, o presente capítulo apresenta três Estudos de Caso de um consumidor comercial real.

O Estudo de Caso 1 descreve o estudo da curva de carga e os hábitos de consumo de energia elétrica da sede matriz de uma Empresa de Soluções e Logística, cuja finalidade consiste no transporte, armazenagem e distribuição de produtos alimentícios refrigerados.

O Estudo de Caso 2 apresenta a análise da curva de carga e os hábitos de consumo considerando o aumento de 100% da capacidade da câmara fria da empresa.

O Estudo de Caso 3 considera a alternativa da empresa deixar de comprar energia do mercado cativo para comprar no mercado livre, analisando os requisitos para a mudança de ambiente de contratação da energia elétrica.

A matriz da empresa situa-se no distrito industrial de Cachoeirinha, no Rio Grande do Sul. A empresa não se restringe somente ao estado gaúcho, possui unidades em outros estados, com abrangência de 100% em dez estados brasileiros. Deste modo, a empresa atende mais de 40% do território nacional com seus serviços logísticos.

Este estudo visa aperfeiçoar a gestão do consumo de energia na sede da empresa, uma vez que a demanda contratada de 100 kW com a Concessionária de distribuição de energia elétrica Rio Grande Energia (RGE) têm sido ultrapassada. A empresa apresentou uma demanda de 114 kW em agosto, 115 kW em setembro, 110 kW em outubro e 108 kW em novembro no ano de 2015. A mesma está pagando um valor elevado de fatura de energia elétrica mensal, em função do tipo de carga e da demanda de ultrapassagem. Em função disso e do plano de expansão da carga da empresa, a seguir são descritos os estudos de caso.

3.2 Estudo de Caso 1

A matriz da empresa, em Cachoeirinha, possui uma carga composta por câmara fria, computadores, copiadoras, iluminação, condicionadores de ar, refrigeração, equipamentos e aparelhos elétricos.

Na visita realizada na sede empresa para a coleta de dados foi obtido um levantamento preliminar da carga, resultando nas seguintes informações:

- Cinco motores da câmara fria;
- 12 condicionadores de ar de 12.000 BTU/h;
- 17 computadores e quatro copiadoras;
- Servidor de dados da empresa;
- Dois refrigeradores e um frigobar;
- Três fornos de micro-ondas, uma cafeteira grande e um bebedouro;
- Iluminação em vapor de sódio, fluorescente compacta, fluorescente tubular e LED;
- Alarmes e equipamentos elétricos de uso eventual.

Após o levantamento da carga, o segundo passo consistiu na obtenção dos valores de potência dos equipamentos, para um conhecimento da potência total instalada da empresa. O levantamento da potência instalada resultou no cálculo da demanda.

Todos os valores das potências foram obtidos dos equipamentos analisados, exceto a potência dos motores da câmara fria, fornecida pelo técnico de refrigeração contratado da empresa. Os valores levantados foram:

- Potência dos motores: 51 kW (quatro motores com potência de 15 hp e um motor com potência de 8 hp);
- Potência dos condicionadores de ar: 20,4 kW;
- Potência dos computadores, copiadoras e servidor: 5,6 kW;

- Potência dos refrigeradores, frigobar, micro-ondas, cafeteira, bebedouro e cafeteira grande: 5,2 kW;
- Potência em iluminação de vapor de sódio: 18,2 kW;
- Potência em iluminação de fluorescente tubular: 18 kW;
- Potência em iluminação de fluorescente compacta e LED: 2 kW; e
- Potência de alarmes e carga eventual: 2 kW.

A potência instalada resultou em 122,4 kW. Calculou-se então, a demanda, que significa a média das potências ligadas instantaneamente, ou seja, quanto de potência instantânea será solicitado do sistema elétrico pela unidade consumidora da empresa. Segundo o Regulamento de Instalações Consumidoras (RIC) da concessionária RGE, a Equação (1) expressa à demanda.

$$Demanda (kW) = (a + b + c + d + e + f) \quad (1)$$

Sendo:

- a - Demanda de iluminação e tomadas;
- b - Demanda dos aparelhos para aquecimento;
- c - Demanda dos aparelhos de condicionador de ar, tipo “janela”;
- d - Demanda das unidades centrais de condicionadores de ar, calculadas a partir das respectivas correntes máximas totais (valores fornecidos pelos fabricantes), considerando o fator de demanda de 100%;
- e - Demanda dos motores elétricos e máquinas de solda a motor;
- f - Demanda das máquinas de solda a transformador, aparelhos de eletro galvanização e de raios-X.

Utilizando a Equação (1), a demanda da empresa resulta em 100,5 kW. Esse valor é composto por 35,7 kW da demanda de iluminação e tomadas, 20,4 kW da demanda de aparelhos de ar condicionado e de 44,4 kW da demanda dos motores elétricos.

Como as demandas máximas registradas foram de 114 kW, 115 kW, 110 kW e 108 kW entre agosto e novembro de 2015, conclui-se que algum valor de potência informada não está correto. O valor incorreto talvez seja o da potência dos motores da câmara, devido a sua

maior utilização e por ser a maior carga da empresa. Na tentativa de encontrar o valor incorreto, calculou-se a potência dos motores com base na corrente verificada no quadro de disjuntores, cujo valor de potência dos motores da câmara resultou entorno de 70 kVA. Aplicando fator de potência de 0,91, de acordo com a tabela de eficiência energética (INMETRO, 2015), resulta a potência ativa de 63,7 kW. Assim, com a potência real calculada da câmara, a nova demanda efetiva de aproximadamente 135 kW.

Ainda, na visita à empresa foi observado, dois motores no depósito da empresa que poderão ser instalados em um futuro próximo, visando uma refrigeração maior da câmara ou um aumento no tamanho da mesma. Um dos motores possui potência de 14 hp e o outro de 8 hp. Totalizando uma potência de aproximadamente 16,5 kW.

Há um GMG movido a óleo diesel com potência aparente de 66 kVA e fator de potência de 0,8, resultando em uma potência ativa de 52,8 kW.

O gerador permanece fora de operação devido a trâmites operacionais do fabricante, mas possui condições técnicas para entrar em funcionamento. A Figura 7 ilustra a placa de identificação do gerador citado.

Figura 7 – Placa de identificação do gerador.



Fonte: O autor, 2015.

Nesta figura, pode-se observar que o gerador tem 13 anos de fabricação. Máquinas deste tipo possuem uma vida útil de 30 anos em média, dependendo da sua utilização. Assim

sendo, esta máquina possui condições imediatas de entrar em funcionamento e suprir parte da carga da empresa.

3.2.1 Características de operação e funcionamento da carga

No início do estudo de caso, surpreendendo até mesmo seus diretores, a modalidade tarifária contratada pela empresa era a tarifa convencional. Conforme citado no Capítulo 2, entre as vantagens desta modalidade destaca-se a não diferenciação de valores entre o horário de ponta e fora de ponta, e a contratação simplificada de uma demanda mensal a ser consumida. Porém, a maior desvantagem da tarifa convencional encontra-se no valor do kW contratado para a demanda, sendo este 3,2 vezes superior comparado à tarifa horo-sazonal verde (ANEEL, 2015b).

Para auxílio no entendimento das características de operação e funcionamento da carga, define-se consumo de energia elétrica. A energia elétrica é a potência dissipada em determinado período, p. ex., 1.000 W ligados por uma hora (1h) resultam uma energia de 1.000 Wh ou 1 kWh.

O consumo de energia elétrica é a quantidade de energia elétrica utilizada ao longo do tempo. As faturas das concessionárias, como a RGE, expressam o consumo desta energia em base mensal.

Assim exposto, seguem as características de funcionamento da carga da empresa:

- A câmara fria está sendo desligada no horário de ponta. Após às 21h são ligados os cinco motores um a um, com pequenos intervalos de tempo. Este procedimento não é necessário na modalidade tarifária convencional;
- A iluminação com vapor de sódio foi de 33,2 kW, uma parte foi parcialmente desligada e outra parte substituída. Essas ações reduziram entorno de 15 kW de potência instalada. Com isso houve redução do consumo de 3.460 kWh, aproximadamente 6,9% do consumo total da empresa, entre os meses de agosto e setembro. No entanto, não resultou na queda de demanda consumida mensal, diretamente ligada aos motores da câmara;
- A iluminação com fluorescente tubular foi parcialmente substituída por lâmpadas compactas ou LED;

- Alguns computadores e parte da iluminação estão em funcionamento no horário de ponta consumindo entorno de 2.000 kWh mensais. Com a tarifa convencional contratada, não é necessária a operação do gerador. Quando ocorrer a alteração da modalidade tarifária, o gerador deve entrar em funcionamento, pois tem capacidade para fornecer essa energia no horário de ponta.

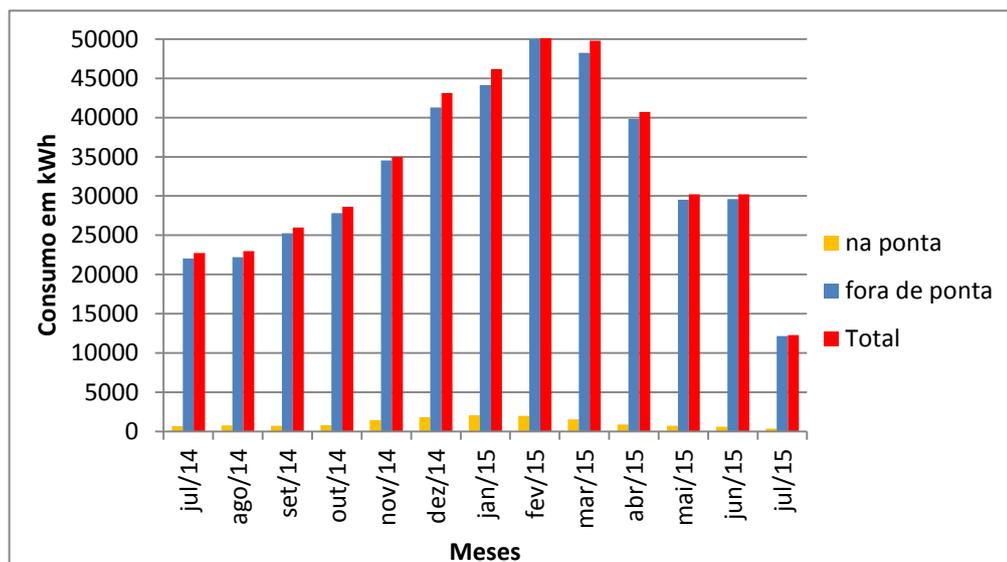
Para compreender melhor as características da empresa, elaborou-se a sua curva de carga. A Figura 8 mostra o histórico de consumo da carga da empresa, em base mensal, para os horários de ponta e fora de ponta, em 12 meses. Ressalta-se que a sede da empresa estava situada em outro local até Julho de 2015 e após esta data mudou-se para um novo endereço, ambos em Cachoeirinha-RS. Nessa nova instalação predial a carga aumentou, principalmente devido à maior carga de iluminação, com alta utilização de lâmpadas de vapor de sódio.

Para melhor visualização do histórico do consumo, a Figura 9 ilustra a curva de carga histórica no antigo local de funcionamento da empresa (Julho/2014 a Junho/2015), construída com base no histórico das faturas de energia elétrica.

Figura 8 – Histórico de consumo em base mensal.

Mês	Consumo (kWh)		
	Ponta	Fora de Ponta	Total
Julho 2014	671	22060	22731
Agosto 2014	760	22202	22962
Setembro 2014	715	25264	25979
Outubro 2014	789	27829	28618
Novembro 2014	1443	34526	34969
Dezembro 2014	1827	41297	43124
Janeiro 2015	2048	44132	46171
Fevereiro 2015	1989	49975	51964
Março 2015	1535	48259	49794
Abril 2015	872	39834	40706
Mai 2015	697	29526	30223
Junho 2015	605	29600	30205
Julho 2015	341	12134	12275

Fonte: O autor, 2015.

Figura 9 – Curva de carga histórica em base mensal.

Fonte: O autor, 2015.

Da análise do histórico de consumo no antigo local da empresa, ainda que a carga instalada fosse inferior, pode-se observar o comportamento no horário de ponta e fora de ponta ao longo de 12 meses, mostrando os hábitos de consumo da empresa. Nos meses com as temperaturas mais elevadas do ano, entre novembro e março, o consumo da empresa atinge seus valores maiores. Como a atividade fim da empresa se mantém no novo local, essa curva comportamental de carga foi considerada na análise dos itens seguintes.

A Figura 10 mostra a análise da modalidade tarifária mais viável financeiramente (ANEEL, 2015b), tendo como base a fatura de setembro da empresa sob estudo.

Figura 10 – Análise financeira de modalidade tarifária.

EXEMPLO	VERDE	AZUL	CONVENCIONAL
SETEMBRO 2015	(R\$)	(R\$)	(R\$)
Energia consumida Fora Ponta: 45.000 kWh Ponta: 1.000 kWh	13.861,00	13.098,00	13.724,00
Demanda Fora Ponta: 115 kW Ponta: 50 kW	1.181,05	2.750,55	3.780,05
Bandeira Vermelha	2.070,00	2.070,00	2.070,00
IMPOSTOS PIS (1,09%), COFINS(5,05%), ICMS (25%)	7.734,83	8.099,39	8.847,69
OUTROS (CIP)	143,44	150,21	164,08
TOTAL (R\$)	24.990,32	26.168,14	28.585,82

Fonte: O autor, 2015.

A modalidade verde mostrou-se a mais indicada, aliado ao fato do gerador não ser considerado nesta análise, que representaria uma economia maior na tarifa verde.

Com base no estudo realizado da curva de carga, características de operação, análise da modalidade tarifária mais indicada, sugerem-se ações de curto e médio prazo, visando uma melhor gestão da energia e a redução da fatura de energia elétrica.

3.2.2 Soluções propostas

3.2.2.1 Ações no curto prazo

- Revisão do contrato com a concessionária RGE, visando:
 - Mudança da modalidade tarifária convencional para a modalidade horo-sazonal verde;
 - Aumento da demanda mensal contratada de 100 kW para 150 kW.Estas duas ações passam a vigorar no mês seguinte;
- Caso entrem em operação os dois motores encontrados no depósito descritos anteriormente, visando aumento das divisórias da câmara e/ou aumento de refrigeração na câmara existente, deve-se contratar a demanda de 170 kW.
- Substituição na maior quantidade possível da iluminação de vapor de sódio, no interior do depósito e no pátio. A substituição por lâmpadas fluorescentes compactas, que são mais eficientes, gera uma diminuição de 77,5% da carga (18,2 kW para 4,09 kW). Considerando o uso por seis horas diárias, a troca representa R\$ 778,40 em economia mensal, utilizando a tarifa convencional;
- Assim que ocorrer a contratação da modalidade horo-sazonal verde, o gerador a óleo diesel deve entrar em operação no horário de ponta. O mesmo possui potência suficiente (52,8 kW) para atender a energia consumida pela empresa, em média de 2.000 kWh, no horário de ponta (18h às 21h). O gerador apresenta um custo médio de geração de R\$ 0,810 por kWh; a concessionária, no horário de ponta, tem custo da energia aproximado de R\$ 1,658 por kWh com impostos incluídos, ou seja, a economia supera os 50 %.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 1.896, de 2015, da ANEEL, que estabelece as tarifas da RGE, apenas a alteração de modalidade tarifária, da convencional para a horo-sazonal verde, resultaria em economia aproximada de R\$ 5589,00 na fatura de agosto de 2015 (ANEEL, 2015b).

Estes novos valores para o aumento da demanda máxima mensal contratada consideram que o estudo de remanejamento da curva de carga teve início no inverno, período anual de temperaturas baixas. Tendo como base a Figura 9, nos meses subsequentes ocorre a mudança climática, compreendendo as temperaturas mais elevadas entre novembro e março. Como consequência, a empresa intensificará o uso da câmara, de acordo com a análise da curva de carga.

3.2.2.2 Ações no médio prazo

- Intensificar a substituição das lâmpadas fluorescentes tubulares dos escritórios e corredores, por lâmpadas fluorescentes compactas ou LED. A substituição por lâmpadas LED, que são mais eficientes, gera uma diminuição de 84% da carga (18 kW para 2,88 kW). Considerando o uso por nove horas diárias, a troca representa R\$ 1.184,50 em economia mensal, utilizando a tarifa convencional;
- Nos setores de passagem, como corredores, instalação de sensores de presença na iluminação;
- Automação do processo de religar os motores da câmara após o horário de ponta (21h), para evitar esquecimento ou operação de forma não adequada. Este procedimento não se justifica enquanto a modalidade contratada for a tarifa convencional, que não possui diferenciação de valores no horário de ponta ou fora de ponta, porém com a troca para a modalidade horo-sazonal verde esse processo automatizado será fundamental.

3.2.2.3 Ações no longo prazo

Como um cenário de investimento possível, no sentido de tornar a empresa menos dependente da concessionária, elaborou-se estudo estimativo de instalação de geração própria com base na energia solar. A ANEEL através da Resolução Normativa 482, de 2012, define micro e minigeração de energia elétrica da seguinte forma (ANEEL, 2012b):

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. [...];

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. [...].

O sistema de energia solar exige um investimento inicial, mas que no médio prazo justifica esse aporte financeiro. A sede empresa possui área física suficiente para instalação da captação de energia solar. Como o consumo de energia mensal médio da empresa é razoavelmente alto, entorno de 40.000 kWh, o custo do investimento pode ter o retorno em

um prazo mais curto. A Figura 11 mostra uma simulação de valores de geração associados a faixas percentuais do consumo de energia da empresa, e os valores correspondentes de investimento e tempo de retorno (PORTAL SOLAR, 2015).

Figura 11 – Estimativa de Investimento e Retorno em Geração Solar.

Energia gerada mensal (kWh)	Consumo total da empresa (%)	Investimento inicial Aproximado (R\$)	Tempo médio de retorno do investimento (anos)
2.000	5 %	R\$ 120 mil	8,1
4.000	10 %	R\$ 240 mil	8
8.000	20 %	R\$ 460 mil	7,8
12.000	30 %	R\$ 670 mil	7,6
20.000	50 %	R\$ 1,1 milhão	7,5
30.000	75 %	R\$ 1,6 milhão	7,3
40.000	100%	R\$ 2,1 milhão	7

Fonte: O autor, 2015.

Para o consumo médio de 2000 kWh, a potência instalada corresponde a 16 kW, atendendo o requisito de microgeração distribuída. No caso da instalação suprimindo o consumo médio total de 40.000 kWh, a potência instalada corresponde a 310 kW, atendendo o requisito de minigeração distribuída.

Os valores em uma primeira análise parecem elevados, porém exigem um detalhamento financeiro mais aprofundado. O tempo de vida útil médio do sistema de geração de energia solar é de 30 anos. Cabe ressaltar que os inversores, equipamento que transforma a tensão em corrente contínua gerada em corrente alternada possui tempo de vida útil médio de 10 anos. O tempo de retorno do investimento é, em média, de 10 a 12 anos. Com alterações previstas na regulamentação para instalação de energia solar, esse tempo de retorno deverá ser inferior.

Neste sentido, a empresa possui uma vantagem, tem um consumo razoavelmente alto. Caso opte por instalar o sistema para suprir, p. ex., 20.000 kWh (50%), praticamente toda a carga da empresa (exceto a câmara fria) seria abastecida pela energia solar gerada e com retorno do investimento com prazo abaixo da média (10 a 12 anos). Para os percentuais

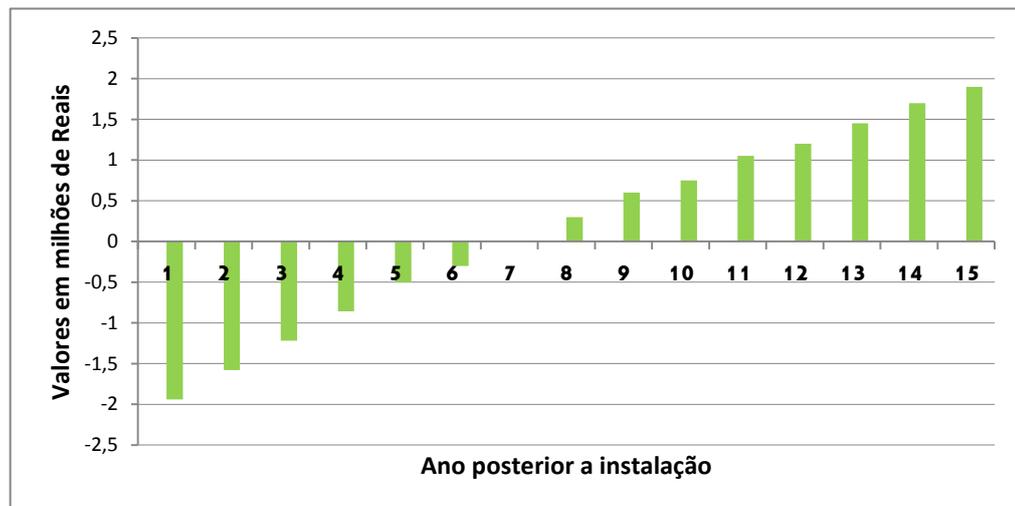
menores, também seria vantajoso economicamente, pois teria aproximadamente o mesmo percentual de redução na fatura de energia elétrica.

Para o cálculo do retorno do investimento é aplicado o ROI (*return on investment*) definido pela Equação (2). (ABEMD, 2015).

$$ROI = \frac{\text{ganho obtido} - \text{investimento inicial}}{\text{investimento inicial}} \quad (2)$$

O cálculo do retorno do investimento considera ainda perdas inflacionárias e manutenção dos inversores após 10 anos de utilização. A Figura 12 ilustra a estimativa de retorno e ganho de capital devido à utilização do sistema próprio de geração em energia solar, tendo como horizonte 15 anos após a instalação. Considera-se o equipamento para suprir o consumo total da empresa.

Figura 12 – Estimativa de retorno e ganho do capital investido.



Fonte: O autor, 2015.

Na hipótese de instalação do equipamento de geração para suprir o consumo total, em apenas sete anos o retorno do investimento inicial será alcançado. A partir do 7º ano do investimento a empresa não teria custo de energia elétrica com a concessionária na compra de energia, devido ao equipamento de geração solar ser próprio.

3.3 Estudo de Caso 2

Com base no plano de expansão da carga informado pela empresa, foi realizado o esse estudo de caso. Dentro de um ano, a empresa planeja dobrar a capacidade da câmara fria existente na sede matriz, que dispõem de espaço físico suficiente para esta ação. Esta medida faz parte do plano de expansão da empresa em atender um número maior de clientes e com qualidade.

Tendo como base os dados coletados na visita realizada à empresa, seguem os equipamentos e o levantamento de suas respectivas potências, além da câmara fria com a capacidade duplicada:

- Potência dos motores: 102 kW (oito motores com potência de 15 hp e dois motores com potência de 8 hp);
- Potência dos condicionadores de ar: 20,4 kW;
- Potência dos computadores, copiadoras e servidor: 5,6 kW;
- Potência dos refrigeradores, frigobar, micro-ondas, cafeteira, bebedouro e cafeteira grande: 5,2 kW;
- Potência em iluminação de vapor de sódio: 18,2 kW;
- Potência em iluminação de fluorescente tubular: 18 kW;
- Potência em iluminação de fluorescente compacta e LED: 2 kW; e
- Potência de alarmes e carga eventual: 2 kW.

A potência instalada resulta em 173,4 kW. Calcula-se a demanda, correspondente a média das potências ligadas instantaneamente. Com uso da Equação (1) a demanda resulta em 144,9 kW. Desse total, 35,7 kW refere-se a demanda de iluminação e tomadas, 20,4 kW da demanda de aparelhos de ar condicionado e de 88,8 kW da demanda dos motores elétricos.

Seguindo os métodos do Estudo de Caso 1, onde a demanda calculada indicava um valor incorreto comparado aos medidos e apresentados na fatura de energia, estima-se que a nova potência da câmara seja de 127,4 kW. Assim com o acréscimo de 100% de potência da câmara, resulta em uma nova demanda efetiva de aproximadamente 198,4 kW.

O GMG movido a óleo diesel possui potência aparente de 66 kVA e fator de potência de 0,8, resultando em uma potência ativa de 52,8 kW. Este continuará possuindo condições técnicas para entrar em funcionamento no horário de ponta, pois a câmara permanecerá sendo desativa neste horário.

Como as condições de operação e funcionamento da carga permanecem inalteradas, o estudo da curva de carga representado pelas Figuras 8 e pela Figura 9 continua sendo importantes para a compreensão das características históricas de consumo da empresa, permitindo estudar o cenário apresentado.

Considerando a nova configuração proposta e resultados obtidos no Estudo de Caso 1, são propostas novas soluções descritas a seguir:

- Nova revisão do contrato com a concessionária RGE, visando:
 - Mudança da modalidade tarifária convencional para a modalidade horo-sazonal verde (caso ainda não efetuada);
 - Aumento da demanda mensal contratada de 150 kW para 220 kW.Estas duas ações passam a vigorar no mês seguinte;
- Continuar a substituição da iluminação de vapor de sódio, no interior do depósito e no pátio;
- Com a contratação da modalidade horo-sazonal verde, caso ainda não efetuada, o gerador a óleo diesel deve entrar em operação no horário de ponta. Este possui potência (52,8 kW) para atender a energia consumida pela empresa, em média de 2.000 kWh, no horário de ponta (18h às 21h). O gerador apresenta um custo médio de geração de R\$ 0,810 por kWh; a concessionária, no horário de ponta, tem custo da energia aproximado de R\$ 1,658 por kWh com impostos incluídos, com a economia superando os 50 %.

Além de continuar a substituição das lâmpadas fluorescentes tubulares dos escritórios e corredores, por lâmpadas fluorescentes compactas ou LED. Nos setores de passagem, como corredores, instalação de sensores de presença na iluminação.

Os novos valores para o aumento da demanda máxima mensal contratada consideram o estudo de remanejamento da curva de carga embasados na Figura 8 e na Figura 9, que mostram a elevação do consumo e da demanda nos meses de temperaturas elevadas, entre novembro e março e a diminuição do consumo e demanda nos meses de baixas temperaturas.

3.4 Estudo de Caso 3

Esse estudo apresenta a análise para a empresa deixar de comprar energia do mercado cativo e comprar no mercado livre. Nesse último na qualificação de Consumidor Especial, podendo escolher seu fornecedor de energia elétrica e obter no mínimo 50% de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

O Consumidor Especial é o consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo de Tensão “A”, integrante do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga igual ou superior a 500 kW (ANEEL, 2006).

Caracteriza-se a comunhão de interesses de fato pela localização de unidades consumidoras em áreas contíguas e a de direito pela titularidade da mesma Pessoa Jurídica, ou sociedades controladas e coligadas de controlador comum, limitadas por submercado e área de uma mesma distribuidora (ANEEL, 2006).

Resumidamente, os critérios ou requisitos para um consumidor cativo qualificar-se um consumidor especial são que a unidade consumidora possua no mínimo demanda de 500 kW em uma ou mais unidades, a(s) unidade(s) tenha a mesma raiz de CNPJ, atendimento no Grupo “A” de tensão e que caso seja mais de uma unidade, as mesmas estejam todas no mesmo submercado.

O sistema elétrico brasileiro é atualmente dividido em quatro submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), ilustrados na Figura 13. Cada submercado concentra as regiões do país onde o Consumidor Especial poderá negociar a compra de energia elétrica (ANEEL, 2015c).

Figura 13 – Divisão dos submercados brasileiros.



Fonte: ANEEL, 2015c.

Para tornar-se Consumidor Especial, o consumidor deverá comprovar sua carga por uma ou mais unidades consumidoras, pela demanda contratada no período mínimo dos últimos doze meses comprovados em cada contrato (CUNHA, 2009).

O consumidor especial terá que celebrar os seguintes contratos com a concessionária de distribuição ou transmissão, cuja unidade(s) consumidora(s) esteja(m) conectada(s) (ANEEL, 2006):

1. *Contrato de Conexão de Sistema de Distribuição (CCD) ou Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT), nos termos da regulamentação específica; e*
2. *Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), nos termos da regulamentação específica.*

Ressalta-se que o Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) somente são válidos para consumidores dos subgrupos A1.

Para iniciar a comercialização, deverá ser celebrado o Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI), possuindo preços livremente negociados entre o Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial.

Os empreendimentos que recebem incentivos do governo federal, denominados de geradores incentivados, são (ANEEL, 2006):

- *Aproveitamentos hidráulicos de potência superior a 3 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinados a produção independente ou autoprodução, com características de pequena central hidrelétrica;*
- *Empreendimentos de potência igual ou inferior a 3 MW;*
- *Empreendimentos com base em fonte solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, com potência igual ou inferior a 50MW.*

Estipula-se como incentivo para esses empreendimentos, percentual não inferior a 50% nas TUSD e TUST, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada (ANEEL, 2006).

Para avaliar a possível migração de consumidor cativo para consumidor especial, a Figura 14 mostra as características das filiais que compõe a empresa de soluções logísticas.

Figura 14 – Características das unidades consumidoras da empresa.

Local	Demanda máxima (kW) nos últimos 12 meses	Modalidade tarifária	Submercado	Demanda por Submercado
Cachoeirinha/ RS	115 medido (100 contratado)	Convencional	Sul	Sul: 246 kW
Biguaçu/ SC	63 medido (30 contratado)	Verde	Sul	
Curitiba/ PR	68 medido (50 contratado)	Verde	Sul	
São Paulo/ SP	48 medido (50 contratado)	Verde	Sudeste/ Centro-Oeste	Sudeste/ Centro-Oeste: 292 kW
Belo Horizonte/ MG	88 medido (70 contratado)	Verde	Sudeste/ Centro-Oeste	
Cuiabá/ MS	67 medido (60 contratado)	Verde	Sudeste/ Centro-Oeste	
Aparecida de Goiânia/ GO	89 medido (80 contratado)	Verde	Sudeste/ Centro-Oeste	

Fonte: O autor, 2015.

Observa-se na Figura 14, que a demanda da empresa no Submercado Sul é de 246 kW e no Submercado Sudeste/ Centro-Oeste é de 292 kW. Como são necessários 500 kW de demanda contratada em cada submercado individualmente, não será possível a efetivação da empresa como Consumidor Especial.

3.5 Considerações do capítulo

Na visita a sede da empresa verificou-se que mudanças foram adotadas. Entre elas, a troca da iluminação por lâmpadas mais eficientes. A substituição da iluminação será intensificada, principalmente as lâmpadas de vapor de sódio, que além fornecerem pouca luminosidade consomem mais energia. Estas são as maiores responsáveis pelo consumo elevado de energia elétrica na matriz da empresa.

A iluminação com lâmpadas fluorescentes tubulares, que já foi exemplo de eficiência, tornou-se obsoleta. No decorrer do estudo, a sede da empresa desativou uma carga de 18 kW de lâmpadas deste tipo, que foram desativadas ou substituídas por lâmpadas compactas ou por lâmpadas LEDS.

Os motores estão ficando desligados e a câmara ficando fechada durante o horário de ponta. Neste horário o valor da energia elétrica é da ordem de quatro (4) vezes superior em relação ao horário fora de ponta na modalidade verde.

Para a tarifa convencional, inicialmente contratada pela empresa, o que a torna desinteressante economicamente é o custo da demanda contratada ser de 3,2 vezes superior ao da tarifa verde.

Nas ações de curto prazo sugeridas à empresa, o aumento da demanda mensal contratada pode ser solicitado a qualquer momento à concessionária, e entra em vigor no mês seguinte a solicitação. Somente um pedido de redução da demanda mensal contratada exige um (1) ano de carência.

Na análise para qualificar a empresa um Consumidor Especial, os requisitos de possuir em mais de uma unidade o mesmo CNPJ raiz e demanda contratada de no mínimo 500 kW são atendidos, porém essa demanda não se encontra em um mesmo submercado, inviabilizando a mudança do ambiente de contratação de energia elétrica atual. No entanto, com a futura expansão da empresa e solicitação de aumento de demanda nas filiais que atualmente estão com ultrapassagem da demanda contratada, esse consumidor poderá migrar para o mercado livre.

4 CONCLUSÕES

Uma análise da legislação tarifária se faz necessário para compreender o ambiente regulatório onde estão inseridos os clientes de energia elétrica.

No caso dos clientes comerciais, onde a empresa sob estudo está classificada, devem ser analisadas entre as três modalidades tarifárias disponíveis qual a que se torna mais viável financeiramente. No caso específico da empresa analisada, a tarifa horo-sazonal verde se mostrou a mais indicada.

Aliada ao estudo da legislação tarifária e a escolha de modalidade tarifária ideal, devem-se rever hábitos de consumo da energia elétrica, pois diante dos atuais reajustes tarifários, risco de racionamento, crise hídrica e financeira que o País atravessa, o desperdício no consumo representa custos desnecessários e a insustentabilidade do meio ambiente.

Avançando no aperfeiçoamento da gestão da energia elétrica, foi abordada a possibilidade da inserção da geração distribuída através da energia solar, que representa um aporte financeiro como investimento inicial, mas que no longo prazo se justifica custeando o equipamento e trazendo retorno financeiro.

Finalizando os estudos da análise da curva de carga, foram mostrados os requisitos para a empresa qualificar-se um Consumidor Especial. No estudo foi verificado que entre as exigências, apenas possuir a demanda contratada de 500 kW dentro do mesmo submercado não foi atendida.

REFERÊNCIAS

- ABEMD – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE MARKETING DIRETO. *Cálculo de ROI – Artigo comitê de métricas e ROI*. 2015. Disponível em <<http://www.abemd.org.br/pagina.php?id=73>>. Acesso em: 8/12/2015.
- AMPLA – **Modalidades tarifárias**. Disponível em <<https://www.ampla.com/para-seus-neg%C3%B3cios/dicas-e-orienta%C3%A7%C3%B5es/modalidades-tarif%C3%A1rias.aspx>>. Acesso em: 1/9/2015.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Capacidade de geração no Brasil**. Brasília: Aneel, 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 15/9/2015.
- _____. **Resolução Homologatória nº 1.896, de 16 de Junho de 2015**. Brasília: Aneel, 2015b. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20151896ti.pdf>>. Acesso em: 03/11/2015.
- _____. **Como será aplicado o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Como saber qual Bandeira Tarifária está valendo**. Brasília: Aneel, 2015c. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=2133>. Acesso em: 09/11/2015.
- _____. **Resolução Normativa nº 247, de 21 de Dezembro de 2006**. Brasília: Aneel, 2006. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>>. Acesso em: 03/11/2015.
- _____. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010**. Brasília: Aneel, 2010. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 10/9/2015.
- _____. **Resolução Normativa nº 479, de 3 de Abril de 2012**. Brasília: Aneel, 2012a. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 1/9/2015.
- _____. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Brasília: Aneel, 2012b. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 31/8/2015.

_____. **Resolução Normativa nº 547, de 16 de Abril de 2013.** Brasília: Aneel, 2013.

Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 03/12/2015.

AUGUSTO, Joaquim. **Análise tarifária. Sistema tarifário – definições.** Carga Instalada - soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados. Rio de Janeiro, 2007. 41p.

CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Memória CEMIG.**

Disponível em <http://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/Nossa_Historia/Paginas/historia_da_eletricidade_no_brasil.aspx>. Acesso em: 31/8/2015.

COELCE – COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. **Orientações para clientes de alta**

tensão. Disponível em <<https://www.coelce.com.br/paraseusnegocios/alta-tensao/orientacoes-basicas.aspx>>. Acesso em: 30/8/2015.

COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Tarifas de energia.** Disponível

em <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>>. Acesso em: 30/8/2015.

CUNHA, Edson Luis Barbosa. **PROJEÇÃO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

DA CLASSE INDUSTRIAL CONSIDERANDO CONSUMIDORES ESPECIAIS. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2009.

DNAEE - DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. *Nova*

Tarifa de Energia Elétrica – Metodologia e Aplicação (“Livro Verde”). MME/DNAEE, 1985.

EL HAGE, Fábio. *A Estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação*/Fábio S. El

Hage, Marco A. P. Delgado, Lucas p. C. Ferraz. Rio de Janeiro: Synergia: ABRADDEE; Brasília: ANEEL 2011.

HERMSDORFF, W; OLIVEIRA FILHO, D. Geração independente na ponta. **An. 3. Enc.**

Energ. Meio Rural 2003. Viçosa, 2003.

INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Tabelas de consumo/ eficiência energética**. Disponível em <<http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/pbetab10.asp>>. Acesso em: 03/12/2015.

MET - MINISTÉRIO DO ESPORTE E TURISMO. **Deliberação Normativa nº 432, de 28 de Novembro de 2002**. Brasília, 2002. Disponível em <http://www2.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra;jsessionid=447C8C37CEB46CD80F3F5895653908BF.proposicoesWeb2?codteor=177105&filename=LegislacaoCitada+-PL+2377/2003>. Acesso em: 3/9/2015.

PORTAL SOLAR – **Portal de energia solar do Brasil**. Disponível em <<http://www.portalsolar.com.br/energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em: 12/10/2015.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEL, **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2011. 56p.

QUANTA GERAÇÃO – **Geração de Energia Elétrica**. Disponível em <<http://www.quantageracao.com.br/index2.php?secao=Faq>>. Acesso em: 1/9/2015.

WEBER, Émerson Henrique. **ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA desmodulação da curva de carga no horário de ponta para clientes horo-sazonais verdes**. 2012. Projeto de Diplomação (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Escola de Engenharia. Departamento de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2012.

ANEXO A – Resoluções Normativas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010

Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada

[...]

Art. 1º Estabelecer, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores.

CAPÍTULO I DAS DEFINIÇÕES

Art. 2º Para os fins e efeitos desta Resolução, são adotadas as seguintes definições:

[...]

XXXVII – grupo A: 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 binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

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

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

XXXVIII – grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes; e
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.

XXXIX – iluminação pública: serviço público que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual;

[...]

“L – modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:

- a) modalidade tarifária convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- b) modalidade tarifária horária branca: 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;
- c) modalidade tarifária convencional binômnia: 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;
- d) modalidade tarifária horária verde: 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;
- e

e) modalidade tarifária horária azul: 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;”

[...]

“LVIII – posto tarifário: período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão:

a) posto tarifário ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados:

Dia e mês	Feridos nacionais	Leis federais
01 de janeiro	Confraternização Universal	662, de 06/04/1949
21 de abril	Tiradentes	662, de 06/04/1949
01 de maio	Dia do Trabalho	662, de 06/04/1949
07 de setembro	Independência	662, de 06/04/1949
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802, de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	662, de 06/04/1949
15 de novembro	Proclamação da República	662, de 06/04/1949
25 de dezembro	Natal	662, de 06/04/1949

b) posto tarifário intermediário: período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior, aplicado para o Grupo B, admitida sua flexibilização conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária; e

c) posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário;”

[...]

CAPÍTULO IV DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS

Seção II “Das Modalidades Tarifárias Horárias”

(Redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 479, de 03.04.2012)

Art. 55. “A modalidade tarifária horária azul é aplicada considerando-se o seguinte:

I – para a demanda de potência (kW):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kW); e
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW).

II – para o consumo de energia (MWh):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período úmido (R\$/MWh);
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh);
- c) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período seco (R\$/MWh); e
- d) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

Parágrafo único. A partir da publicação da resolução homologatória da revisão tarifária do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) para as concessionárias e do primeiro ciclo de revisão tarifária periódica (1CRTP) para as permissionárias, observadas as disposições estabelecidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária, deve ser considerado para o consumo de energia:

I- uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); e

II - uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).”

(Redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 479, de 03.04.2012)

Art. 56. “A modalidade tarifária horária verde é aplicada considerando-se o seguinte:

I – tarifa única para a demanda de potência (R\$/kW); e

II – para o consumo de energia (MWh):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período úmido (R\$/MWh);
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh);
- c) uma tarifa para o posto tarifário de ponta em período seco (R\$/MWh); e
- d) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

Parágrafo único. A partir da publicação da resolução homologatória da revisão tarifária do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) para as concessionárias e do primeiro ciclo de revisão tarifária periódica (1CRTP) para as permissionárias, observadas as disposições estabelecidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária, deve ser considerado para o consumo de energia:

- I- uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/MWh); e
- II - uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh).”

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

[...]

CAPÍTULO I
DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

[...]

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL**RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 247, DE 21 DE DEZEMBRO DE 2006.**

Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências.

[...]

§ 1º Para efeitos desta Resolução serão adotados os seguintes conceitos e definições:

I - Consumidor Especial: consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW;

II - Agente Gerador Incentivado: titular de concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para gerar energia elétrica de que trata esta Resolução.

§ 2º São condições para o atendimento ao conjunto de unidades consumidoras, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, estarem as unidades localizadas em áreas contíguas ou possuírem o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica – CNPJ caso localizadas em áreas não contíguas.

[...]

§ 2º Para fins de complementação de geração, o Agente Gerador Incentivado poderá registrar contratos de aquisição de outras fontes de geração, de até 49% (quarenta e nove por cento) da sua garantia física.

§ 3º A Regra de Comercialização específica deverá prever as condições em que o não cumprimento do limite de 49% implicará perda do desconto previsto no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996.

Art. 3º Na comercialização de que trata o art. 1º desta Resolução, a concessionária ou permissionária de distribuição ou transmissão, em cujo sistema a unidade consumidora esteja conectada, deverá celebrar com os consumidores, ou conjunto de consumidores, os contratos a seguir indicados:

I - Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD ou Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, nos termos da regulamentação específica; e

II - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, nos termos da regulamentação específica.

[...]

ANEXO B – Faturas de energia elétrica

Fatura da sede matriz de Agosto 2015



DT INDUSTRIAL
94930-230 CACHOEIRINHA / RS

44

Nota Fiscal
Conta de Energia Elétrica
Nº 012042180 Série U
Data de Emissão 15/08/2015
Data de Apresentação 19/08/2015
Página 01 de 02

Roteiro de Leitura CCHATR06 - 00000009	Lote 06	PN -----	Reservado ao Fisco 76EF.F906.656B.ADAE.0BFE.D448.64B4.897A
---	------------	-------------	---

DADOS DO SEU CÓDIGO

CACHOEIRINHA / RS

Classificação: Convencional-A4 Comercial Outros Serviços Atividades
CNPJ:
Inscrição Estadual:
Conta Contrato Nº:

ICMS	PIS/COFINS	DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO			
Base de Cálculo RS Aliquota % Valor ICMS RS 31.096,03 25 7.774,00	Aliquota PIS % 0,78	Nº: 900451048738	Quantidade	Preço Médio	Valor (R\$)
Valor Total de ICMS 7.774,00	Aliquota COFINS % 3,61	Venda de Energia (kWh)	49.765	0,62485743	31.096,03

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
0800 721 17 01 www.cpfempresas.com.br			AG0/2015	25/08/2015	31.270,46

DESCRIÇÃO DA CONTA					
Nº 900451048738	Registrado	Contratado	Faturado	Tarifa/Preço	Valor (R\$)
Consumo Uso Sistema [kWh]-TUSD	49.765		49.765	0,07772006	3.897,74
Consumo Bandeira Verde - TE	49.765		49.765	0,21489989	10.684,54
Adicional de Bandeira Vermelha					2.737,08
Demanda [kW] - TUSD	114	100	114	32,87000000	3.747,18
Demanda Ultrap [kW] - TUSD			14	65,74000000	920,98
Fator Potencia	0,98				
PIS/PASEP					242,56
COFINS					1.122,57
ICMS					7.774,00
Subtotal					31.096,03
Total Distribuidora					31.096,03
Contribuição Custo IP-CIP					174,42
Total Outros Serviços					174,42
Total a Pagar					31.270,46

fme903a - 041114

Autenticação Mecânica no Verso

Fatura da sede matriz de Setembro 2015



CACHOEIRINHA / RS

27

Nota Fiscal

Conta de Energia Elétrica

Nº 013328009 Série U

Data de Emissão 10/09/2015

Data de Apresentação 15/09/2015

Página 01 de 02

Roteiro de Leitura	Lote	PN	Reservado ao Fisco
CCHATR06 - 00000009	06	----	87E7.D82D.FFAA.F811.B09C.BEBC.6F73.845B

DADOS DO SEU CÓDIGO

CACHOEIRINHA / RS		Classificação: Convencional-A4 Comercial Outros Serviços Atividades	
		CNPJ	
		Inscrição Estadual:	
		Conta Contrato Nº:	
ICMS	PIS/COFINS	DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO	
Base de Cálculo R\$	Aliquota %	Valor ICMS R\$	
30.059,70	25	7.514,93	
Valor Total de ICMS		7.514,93	
	Aliquota PIS %	1,09	Nº: 901201070742
	Aliquota COFINS %	5,05	Quantidade
			Preço Médio
			Valor (R\$)
			30.059,70

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
0800 721 17 01			SEI/2015	22/09/2015	30.232,19
www.cpfempresas.com.br					

DESCRIÇÃO DA CONTA		Registrado	Contratado	Faturado	Tarifa/Preço	Valor (R\$)
Nº 901201070742						
Consumo Uso Sistema [kWh]-TUSD		46.305		46.305	0,07772012	3.598,83
Consumo Bandeira Verde - TE		46.305		46.305	0,21469992	9.941,68
Adicional de Bandeira Vermelha						2.302,43
Demanda [kW] - TUSD		115	100	115	32,87000000	3.780,05
Demanda Ultrap [kW] - TUSD				15	65,74000000	986,10
Fator Potencia						
PIS/PASEP		0,95				
COFINS						327,66
ICMS						1.518,02
Subtotal						7.514,93
Total Distribuidora						30.059,70
Contribuição Custeio JP-CIP						30.059,70
Total Outros Serviços						172,49
Total a Pagar						172,49
						30.232,19

013328009 - U - 0133

Autenticação Mecânica no Verso

Fatura da sede matriz de Outubro 2015



DT INDUSTRIAL
- CACHOEIRINHA / RS

25

Nota Fiscal
Conta de Energia Elétrica
Nº 014762310 Série U
Data de Emissão 09/10/2015
Data de Apresentação 15/10/2015
Página 01 de 02

Roteiro de Leitura	Lote	PN	Reservado ao Fisco
CCHATR06 - 00000009	06		E621.6A90.2662.DD79.3504.E145.03E5.E441
DADOS DO SEU CÓDIGO			

Classificação: Convencional-A4 Comercial Outros Serviços Atividades

CNPJ

CACHOEIRINHA / RS

Inscrição Estadual:

Conta Contrato Nº:

ICMS	PIS/COFINS	DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO						
Base de Cálculo R\$	Aliquota %	Valor ICMS R\$	Aliquota PIS %	1,06	Nº: 904701051816	Quantidade	Preço Médio	Valor (R\$)
27.469,75	25	6.867,43	Aliquota COFINS %	4,84	Venda de Energia (kWh)	43.591	0,63017022	27.469,75
Valor Total de ICMS		6.867,43						

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
0800 721 17 01			01/10/2015	22/10/2015	27.638,37
www.cpflempresas.com.br					
DESCRIÇÃO DA CONTA					

Nº 904701051816	Registrado	Contratado	Faturado	Tarifa/Preço	Valor (R\$)
Consumo Uso Sistema [KWh]-TUSD	43.591		43.591	0,07772017	3.387,90
Consumo Bandeira Verde - TE	43.591		43.591	0,21470005	9.358,99
Adicional de Bandeira Vermelha					1.981,80
Demanda [kW] - TUSD	110	100	110	32,87000000	3.615,70
Demanda Ultrap [kW] - TUSD			10	65,74000000	657,40
Fator Potencia	0,96				291,18
PIS/PASEP					1.329,55
COFINS					6.867,43
ICMS					27.469,75
Subtotal					27.469,75
Total Distribuidora					168,62
Contribuição Custeio IP-CIP					168,62
Total Outros Serviços					27.638,37
Total a Pagar					27.638,37

LANÇADO

Autenticação Mecânica no Verso

Fatura da sede matriz de Novembro 2015



CACHOEIRINHA / RS

21

Nota Fiscal
 Conta de Energia Elétrica
 Nº 016237105 Série U
 Data de Emissão 11/11/2015
 Data de Apresentação 16/11/2015
 Página 01 de 02

Roteiro de Leitura	Lote	PN	Reservado ao Fisco
CCHATR06 - 00000009	06		F36C.B5A2.3259.B32B.816A.0664.FB59.04F3

DADOS DO SEU CÓDIGO

Classificação: Convencional-A4 Comercial Outros Serviços Atividades
 CNPJ
 Inscrição Estadual:
 Conta Contrato Nº:

ICMS	PIS/COFINS	DISCRIMINAÇÃO DA OPERAÇÃO - RESERVADO AO FISCO
------	------------	--

Base de Cálculo R\$	Aliquota %	Valor ICMS R\$	Aliquota PIS %	1,22	Nº: 806451015383	Quantidade	Preço Médio	Valor (R\$)
29.542,30	25	7.385,58	Aliquota COFINS %	5,65	Venda de Energia (kWh)	47.711	0,61919264	29.542,30
Valor Total de ICMS		7.385,58						

ATENDIMENTO	PN	SEU CÓDIGO	CONTA MÊS	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
-------------	----	------------	-----------	------------	---------------

0800 721 17 01			NOV/2015	29/11/2015	29.710,92
www.cpfempresas.com.br					

DESCRIÇÃO DA CONTA

	Registrado	Contratado	Faturado	Tarifa/Preço	Valor (R\$)
Nº 906451015383					
Consumo Uso Sistema [kWh]-TUSD	47.325		47.325	0,07772002	3.678,10
Consumo Bandeira Verde - TE	47.325		47.325	0,21470005	10.160,88
Adicional de Bandeira Vermelha					2.129,63
Consumo Reativo	386		386	0,21471503	82,88
Demanda [kW] - TUSD	108	100	108	32,87000000	3.549,96
Demanda Ultrap [kW] - TUSD					525,92
PIS/PASEP					360,42
COFINS					1.669,13
ICMS					7.385,58
Subtotal					29.542,30
Total Distribuidora					29.542,30
Contribuição Custeio IP-CIP					168,62
Total Outros Serviços					168,62
Total a Pagar					29.710,92

LANÇADO

Im8010a - 041114

Autenticação Mecânica no Verso