

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO MODELO BRASILEIRO
DE TARIFICAÇÃO DO USO DA
ENERGIA ELÉTRICA.**

Rafael Garcia Pedrosa

Orientador: Prof. Dr. Eduardo N. Asada

SÃO CARLOS

2012

Rafael Garcia Pedrosa

ESTUDO DO MODELO BRASILEIRO DE TARIFAÇÃO DO USO DA ENERGIA ELÉTRICA.

Trabalho de conclusão de curso

Apresentado à Escola de Engenharia de São

Carlos da Universidade de São Paulo

Curso de engenharia Elétrica com ênfase em

Sistema de Energia e Automação

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nabuhiro Asada

São Carlos

2012

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

P372e Pedrosa, Rafael Garcia
Estudo do modelo brasileiro de tarifação do uso da
energia elétrica / Rafael Garcia Pedrosa; orientador
Eduardo Nabuhiro Asada. São Carlos, 2012.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2012.

1. Bandeiras. 2. Consumidor. 3. Energia. 4.
Modalidades. 5. Programa. 6. Tarifa. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Rafael Garcia Pedrosa

Título: "Estudo do Modelo Brasileiro de Tarificação do Uso da Energia Elétrica"

*Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 03/12/2012,*

com NOTA 9,3 (Nove, três), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada (Orientador)
SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Mário Oleskovicz
SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino
SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Dulcídio e Eloisa, que sempre me ajudaram em meus momentos bons e ruins. Dedico também a minha namorada, Nathália Ramos, que me ajudou durante todo o desenvolvimento do trabalho. Finalmente dedico este trabalho aos meus grandes amigos Giulia Orsi, Rafael Dias, Thiago Munhoz, Glauber Prestes, Artur Grover, Omar Cheidde, Thales Almeida, Guilherme Serpa e Daniel Ferreira. Digo isso pois todos são pessoas incríveis que sempre me apoiaram e com quem dividi grandes momentos da minha vida.

Sumário

RESUMO.....	VI
ABSTRACT	VIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVO.....	2
1.2. ESCOPO DO TRABALHO.....	2
1.3. HISTÓRICO DA EVOLUÇÃO DA TARIFAÇÃO DA ENERGIA NO BRASIL	2
2. ÓRGÃO REGULADOR	4
3. CONSUMIDORES.....	5
3.1. GRUPO B	5
3.2. GRUPO A	6
4. MODALIDADES TARIFÁRIAS ATUAIS.....	6
4.1. CONCEITOS BÁSICOS DE CONSUMO E DEMANDA.....	8
4.1.1. CONSUMO.....	8
4.1.2. DEMANDA	8
4.1.3. DEMANDA CONTRATADA	8
4.1.4. DEMANDA FATURÁVEL	9
4.2. MODALIDADE CONVENCIONAL	9
4.2.1. MONÔMIA.....	9
4.2.2. BINÔMIA	10
4.3. MODALIDADES HOROSSAZONAIS	10
4.3.1. CONCEITOS DE PERÍODOS.....	13
4.3.1.1. PERÍODO DE PONTA	13
4.3.1.2. PERÍODO FORA DE PONTA.....	13
4.3.1.3. PERÍODO SECO	14
4.3.1.4. PERÍODO ÚMIDO	14
4.3.2. MODALIDADE HOROSSAZONAL VERDE.....	14
4.3.3. MODALIDADE HOROSSAZONAL AZUL.....	15
5. MULTAS	16
5.1. FATOR DE POTÊNCIA.....	16
5.2. ULTRAPASSAGEM DA DEMANDA CONTRATADA.....	17
6. TARIFA	17
6.1. DEFINIÇÃO DE TARIFA.....	17
6.2. TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD)	19

6.3.	TARIFA DE ENERGIA (TE).....	20
7.	NOVA ESTRUTURA TARIFÁRIA	21
7.1.	POSTO TARIFÁRIO INTERMEDIÁRIO	22
7.2.	MODALIDADE BRANCA.....	23
7.3.	SINALIZAÇÃO SAZONAL.....	24
7.4.	BANDEIRAS	24
7.4.1.	VERDE.....	25
7.4.2.	AMARELA.....	25
7.4.3.	VERMELHA	25
7.5.	UTILIZAÇÃO DAS BANDEIRAS NO CÁLCULO DO VPF	25
7.5.1.	MODALIDADE TARIFARIA CONVENCIONAL MONÔMIA.....	27
7.5.2.	MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA.....	27
7.5.3.	MODALIDADE TARIFARIA CONVENCIONAL BINÔMIA.	27
7.5.4.	MODALIDADE TARIFÁRIA HOROSSAZONAL VERDE.	27
7.5.5.	MODALIDADE TARIFÁRIA HOROSSAZONAL AZUL.	28
7.6.	COMPLICAÇÕES NO ESTUDO DE TARIFICAÇÃO RELACIONADAS AO NOVO MODELO.....	28
8.	PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA SELEÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA	28
8.1.	OBJETIVO.....	29
8.2.	REQUISITOS E LIMITAÇÕES DO PROGRAMA	29
8.3.	DISTRIBUIDORAS CONSIDERADAS	30
8.4.	DESENVOLVIMENTO.....	31
8.5.	ETAPAS DO PROGRAMA	32
8.5.1.	MENU INICIAL.....	32
8.5.2.	TARIFAS APLICADAS	32
8.5.3.	INFORMAÇÕES BÁSICAS	33
8.5.4.	DADOS ESPECÍFICOS	34
8.5.5.	CÁLCULO DO VPF.....	35
8.5.6.	BANDEIRAS	36
8.6.	APROXIMAÇÕES DE PARÂMETROS UTILIZADOS NOS CÁLCULOS DOS VPF.....	37
8.6.1.	APROXIMAÇÃO DO CONSUMO DE PONTA E FORA DE PONTA PELO CONSUMO.....	37
8.6.2.	APROXIMAÇÃO DO CONSUMO USANDO O CONSUMO DE PONTA E FORA DE PONTA. 38	
8.6.3.	APROXIMAÇÃO DA DEMANDA DE PONTA USANDO O VALOR DE DEMANDA.38	

8.6.4. APROXIMAÇÃO DA DEMANDA USANDO O VALOR DE DEMANDA FORA DE PONTA 39

9. VALIDAÇÃO DO PROGRAMA	39
10. APLICAÇÕES	42
11. RESULTADOS.....	43
12. CONCLUSÃO DO TRABALHO	44
13. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45

Resumo

Este trabalho de conclusão de curso aborda o estudo da tarifação da energia elétrica visando o cálculo do valor parcial da tarifa, tanto no modelo aplicado atualmente como também no modelo de bandeiras que será implantado nos próximos anos. O trabalho apresenta, com base na legislação atual, as principais definições utilizadas nos modelos e como o valor parcial da fatura é calculado para cada modalidade.

Todo o estudo feito para este trabalho foi aplicado na criação de um programa computacional que tem a capacidade de determinar qual a melhor opção tarifaria para certo padrão de consumo. O resultado final do programa foi satisfatório, ele responde rapidamente aos comandos e permite um grande numero de estudos em um curto período de tempo; infelizmente ele ainda é bastante limitado no que se refere as informações do usuário e na comparação entre o modelo atual e novo modelo.

Finalmente são apresentadas as limitações que o estudo da tarifação da energia enfrenta e as possibilidades de aplicação que o programa apresenta considerando a aplicação de valores estimados.

Palavras chaves: Bandeiras, Consumidor, Energia, Modalidades, Programa, Tarifa.

Abstract

This work covers the study of pricing power in order to calculate the value of the partial rate in both the model currently applied in the model as well as banners that will be deployed in the coming years. The paper presents, based on current laws, the main definitions used in the models and how the partial amount of the invoice is calculated for each modality.

All work for this study was applied in creating a computer program that has the ability to determine the best option for certain tariff consumption pattern. The performance of the program was fine; it responds quickly to commands and allows a large number of studies in a short period of time, but it is still limited to lack of information of the user and the comparison between the two models.

Finally we present the limitations that the study of energy pricing and faces the possibilities of applying the program presents considering applying estimates.

Keywords: Signalization, Energy, Consumer, Modalities, Program, Tariff

1. Introdução

Dentre os vários itens que podem ser comercializados hoje em dia, um dos itens com características muito interessantes é a energia elétrica. Sim, além das varias definições que são postuladas pelos livros de física existe a definição de que a energia é uma mercadoria que pode ser comercializada.

A energia elétrica também representa um item fundamental para a manutenção e funcionamento do modelo de vida atualmente empregado. Sendo assim, o comércio de energia precisa ser devidamente estudado e regulamentado para que ele possa ocorrer de forma mais segura e harmoniosa possível.

O estudo da tarifação da energia trata da avaliação do consumo de energia elétrica e de seu impacto econômico. Do ponto de vista de um consumidor de grande porte, um estudo bem feito pode diminuir os gastos com energia elétrica sem resultar em uma perda de produtividade. Um bom exemplo pode ser tirado do consumo energético da Universidade de São Paulo USP, campi de São Carlos (USP-São Carlos).

De acordo com as medições feitas pela distribuidora responsável [1] a USP-São Carlos consumiu, no ano de 2010, 12.322.600kWh com um custo médio de 0,26R\$/kWh. A diminuição de 0,01 R\$/kWh traria uma economia de 123 mil, valor suficiente para ser repassado à um profissional com uma remuneração mensal de R\$10.000.

Ainda que o estudo da tarifação seja muito mais complexo do que o exemplo apresentado, é possível ter uma boa dimensão do impacto que o custo da energia pode ter para certos consumidores, bem como a importância de uma boa regulação da comercialização da energia.

1.1. Objetivo

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo apresentar e estudar os métodos de cálculo do valor parcial da fatura incidente sobre o consumo da energia elétrica. O estudo é feito de forma a criar um padrão que possa ser aplicado em um programa que possa analisar as modalidades tarifárias dos consumidores do grupo tarifário A.

O objetivo deste trabalho também engloba criar um programa que facilite o estudo da tarifação energética, isso será feito simplificando o processo de cálculo dos custos associados a cada modalidade tarifária. Com isso, pretende-se direcionar o foco dos equacionamentos do problema para as diversas situações possíveis que melhorariam o quadro de uma unidade consumidora.

Com o intuito de se criar um padrão para ser utilizado nos próximos anos, é tratado não somente o modelo de tarifação atualmente empregado, mas também o novo modelo que tem previsão de ser implantado no ano de 2014.

1.2. Escopo do Trabalho

A proposta do programa é focar apenas nos consumidores do grupo tarifário A, por motivos que serão explicitados posteriormente, este trabalho aborda todas as modalidades tarifárias aplicáveis aos consumidores que possuem um contrato com a distribuidora de sua localidade.

Por uma questão de objetividade, foi optado manter fora do escopo deste trabalho os seguintes casos: comércio entre distribuidoras, comércio entre distribuidoras e geradoras, o comércio entre consumidores que tem contrato com distribuidoras de outras localidades.

1.3. Histórico da Evolução da Tarifação da Energia no Brasil

Para entender o funcionamento do modelo de tarifação da energia elétrica aplicado atualmente no Brasil, é preciso saber que ele é o produto de mais de 100

anos de evolução. Evolução essa que foi gerada pela relação entre o desenvolvimento político, econômico e social do Brasil e do mundo.

De acordo com estudos realizados em [2] e em [3], a história da tarifação da energia elétrica no Brasil evoluiu da seguinte forma: Seu início aconteceu em 1901, com a chegada da empresa canadense chamada Light Serviços de Eletricidade S.A. Nessa época, também conhecido como república velha, a regulação tarifária foi marcada pela aplicação da *Cláusula de Ouro* nos contratos firmados com a light. As tarifas que eram aplicadas nesta época foram criadas com o intuito de favorecer as concessionárias estrangeiras e incentivar seu desenvolvimento e ampliação, consequentemente, melhorando a atratividade do país a investimentos externos e disseminando a cultura do uso da energia elétrica.

Com o passar do tempo, o cenário político brasileiro mudou para um modelo de governo com maior presença nos assuntos energéticos. O estado passou a influenciar mais sobre os processos de regulamentação e supervisão das medições da energia. Em 1934, o quadro tarifário mudou com a publicação do Código das Águas. Este revogou a *Cláusula de Ouro* e com isso um novo modelo tarifário foi criado. Nele a tarifa incidente sobre a energia passou a ser regida pelo custo do serviço, considerando que as empresas distribuidoras deveriam receber uma remuneração garantida de 10% sobre o ativo mobilizado. O novo modelo foi complementado com o decreto nº41.019/57, que definia a criação das classes de consumidores, e pelo decreto nº 62.724/68 que deu origem a estrutura binômia atual. Este decreto também definia a repartição dos custos de serviço igualmente entre todos os grupos consumidores.

Ao longo dos anos a tarifação da energia elétrica começou a ser utilizada como um instrumento econômico. Um bom exemplo citado é o decreto nº1.383 de 1974. Esse documento, que instituía a Reserva Global de Garantia, servia para transferir recursos gerados por empresas rentáveis para outras menos rentáveis. Esse sistema, considerado por muitos como sendo inadequado, resultou em um crescente endividamento externo de algumas empresas e criou uma verdadeira crise financeira no setor elétrico.

Como indica o estudo [2], em 1979 o Ministério de Minas e Energia elaborou um documento chamado “Modelo Energético Brasileiro”. Este documento, embasado em uma série de estudos energéticos, apontava algumas medidas que deveriam ser tomadas para que fosse possível superar a crise do setor elétrico. Entre os itens

apontados estava a reestruturação da estrutura tarifária de forma que ela distribuisse apropriadamente os custos associados à geração, transmissão e distribuição.

Após esse marco a questão de tarifação da energia passou a ser tratada de forma mais dirigida. O novo sistema tarifário permitiu a implantação de um sinal econômico para os consumidores, incentivando o consumo durante os períodos de menor demanda. Em 1982 foram publicadas as primeiras portarias que definiam as modalidades horossazonais para os grandes consumidores e previam sua aplicação para os consumidores de baixa tensão. O regime de remuneração garantida deixou de ser aplicado com a utilização da equalização tarifária em 1993. Para isso foram feitas alterações na legislação que determinavam a utilização do conceito de price-cap.

O Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Energético, criado em 2001, decidiu realinhar as tarifas adotando como correto o cálculo das tarifas de energia (TE) e as tarifas sobre o uso do sistema de distribuição (TUSD). Tarifas que são aplicadas na estrutura tarifária que é empregada atualmente.

Com o objetivo de manter a estrutura tarifária sempre atualizada, a Agência Nacional de Energia Elétrica já prevê a implantação de um novo modelo tarifário. Tendo previsão de ser testado no ano de 2013 e aplicado em 2014 [4], o novo modelo aborda a variação do custo da energia ao longo do dia e ano com uma nova proposta que une as experiências anteriores com a tecnologia disponível dos dias de hoje.

2. Órgão Regulador

Como pode ser constatado pelos registros históricos, para que o mercado energético trabalhe de forma justa e eficiente, é preciso que o sistema de tarifação aplicada no comércio de energia elétrica seja muito bem planejado, documentado e regulamentado.

Criada pela Lei nº 9.4287 [5], a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma agência reguladora vinculada ao Ministério de Minas e Energia que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e a distribuição da energia elétrica, em conformidade com as diretrizes do governo brasileiro.

Desta forma, tem-se que o estudo apresentado neste trabalho de conclusão de curso deve ir de acordo com as normas e definições estipuladas pela ANEEL. Sendo

que os documentos que contem as principais definições e tarifas apresentadas neste trabalho podem ser encontrados facilmente através do seguinte endereço eletrônico:

<http://www3.aneel.gov.br/pesquisadigit.htm>

3. Consumidores

Quando se fala de consumo de energia elétrica, a definição de consumidor foge um pouco da aplicada no cotidiano. De acordo com a ANEEL [6], o consumidor de energia é definido como sendo uma pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento.

Ainda que nem todos sejam tarifados da mesma forma, o consumidor de energia é responsável pelos encargos relacionados não somente ao seu consumo como também pela disponibilidade do fornecimento. Esta diferença ficará mais clara com os conceitos de consumo e demanda que serão apresentados adiante.

Para efeito de aplicação das tarifas de energia, os consumidores são divididos pela ANEEL [6] em dois grupos tarifários chamados de grupo A e grupo B.

3.1. Grupo B

O grupo B abrange os chamados pequenos consumidores, unidades consumidoras cuja tensão de fornecimento é inferior a 2,3kV. Graças à variabilidade de padrões de consumo deste grupo, os consumidores deste grupo são subdivididos em quatro subgrupos chamados B1, B2, B3, B4 que representam, respectivamente, a classe residencial, rural, demais classes e iluminação pública. Esta subdivisão permite a aplicação de tarifas e descontos com valores diferentes para consumidores com necessidades diferentes

O modelo de tarifação aplicado para esses consumidores é o mais simples de todos. Ele considera apenas o valor registrado de consumo mensal registrado da unidade consumidora, o que caracteriza a tarifa tipo monômia.

3.2. Grupo A

O grupo A é composto por consumidores que possuem uma tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3kV, ou que são atendidos a partir de um sistema com distribuição subterrâneo em tensão secundária, que são tensões inferiores a 2,3kV.

O faturamento feito sobre o consumo de energia deste grupo é feito usando o sistema de tarifa tipo binomial. Tal sistema leva em consideração os valores registrados de consumo e de demanda faturável, por isso o termo binomial.

Da mesma maneira que o grupo B é subdividido em grupos menores, a ANEEL definiu que o grupo A fosse subdividido em outros seis subgrupos tarifários, que são listados abaixo.

- A1 - Nível de tensão igual ou superior a 230kV.
- A2 - Nível de tensão de 88 a 138kV.
- A3 - Nível de tensão de 69kV.
- A3a-Nível de tensão de 30 a 44kV.
- A4 - Nível de tensão de 2,3 a 25kV.
- AS - Sistema subterrâneo.

Visando respeitar as características dos consumidores e incentivar o melhor uso da energia e do sistema elétrico, a ANEEL definiu três modalidades tarifárias que podem ser escolhidas pelo consumidor de acordo com seu subgrupo.

4. Modalidades Tarifárias Atuais

A ANEEL [6] define o termo modalidade tarifária como sendo “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas”. Atualmente a estrutura tarifária utilizada no Brasil utiliza quatro modalidades de tarifação:

- Convencional monômnia
- Convencional binômnia (Convencional)
- Horossazonal verde (Verde)/ Horó-sazonal verde
- Horossazonal azul (Azul)/ Horó-sazonal Azul

Cada modalidade tem como objetivo tarifar da maneira mais justa possível os consumidores pertencentes a certo subgrupo. Isso é feito através da aplicação de um cálculo específico de cada modalidade que determina o valor parcial da fatura (VPF) de energia que deve ser pago a concessionária. O termo VPF é utilizado porque o faturamento final também engloba os custos associados a multas e serviços cobráveis como: vistorias, religações, aferições de medidores, etc. Os valores destes serviços são homologados anualmente junto com as tarifas.

O primeiro modelo, convencional monômio, é aplicado somente aos consumidores do grupo B, já os três seguintes estão disponíveis especificamente para os consumidores do grupo A de acordo com Tabela 1 [7]:

Tabela 1 – Disponibilidade das modalidades do grupo A

Subgrupo tarifário	Modalidade Tarifária		
	Convencional	Verde	Azul
A1	Impedidos	Impedidos	Compulsório para qualquer valor de demanda contratada
A2			
A3			
A3a	Disponível para contratos inferiores a 300kW	Disponível para qualquer valor de demanda contratada	Disponível para qualquer valor de demanda contratada
A4			
AS			

FONTE: Elektro, Manual Elektro de eficiência energética, p.37.

É importante ressaltar que, apesar do cálculo de uma modalidade ser o mesmo para consumidores diferentes, as tarifas utilizadas nos cálculos são calculadas especificamente para cada subgrupo de consumidores de cada distribuidora.

Para que seja possível apresentar os modelos tarifários mais simples é importante definir quatro conceitos que formam a base de todo modelo tarifário. São eles:

- Consumo
- Demanda
- Demanda Contratada.
- Demanda Faturável

4.1. Conceitos Básicos de Consumo e Demanda

4.1.1. Consumo

Um dos parâmetros mais importantes no cálculo da tarifação. Ele representa o uso da potência ativa durante um dado intervalo de tempo. Para a concessionária, esta grandeza, normalmente expressa em kWh, representa a quantidade de energia elétrica que o consumidor compra do sistema de distribuição para efetuar um dado trabalho.

4.1.2. Demanda

Atualmente, o valor da demanda é utilizado especificamente para as modalidades que trabalham com consumidores do grupo tarifário A. Como estes consumidores afetam muito mais o sistema elétrico, individualmente falando, os medidores utilizados são mais completos que os utilizados pelos consumidores do grupo B que apenas medem o consumo. O valor da demanda é obtido através dos dados registrados de consumo que são feitos periodicamente durante todo o dia.

A demanda é definida da seguinte maneira [3]: “É a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitada ao sistema elétrico pela parcela de carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.” Desde 1968, o intervalo de tempo definido para ser usado no Brasil é de 15 minutos [8].

4.1.3. Demanda Contratada

Como o próprio nome diz, a demanda contratada é um valor fixo de demanda que um consumidor contrata de uma concessionária. Este valor tem três objetivos, o primeiro é garantir ao consumidor que ele sempre terá a sua disposição o valor de demanda que ele mesmo estabeleceu. Já o segundo é garantir a distribuidora uma previsão e garantia do cumprimento da demanda, .Os dados de demanda contratada são utilizados no processo de planejamento de processo e expansão da rede de distribuição.

O terceiro objetivo da demanda contratada é incentivar o consumo consciente da energia elétrica. Uma vez que o valor de demanda contratada é cobrado, o

consumidor tende a aperfeiçoar seu padrão de consumo para ter um maior aproveitamento do investimento feito.

Uma prova da importância de se respeitar o valor da demanda contratada para o sistema elétrico é o valor da multa de ultrapassagem. Este valor, cerca de três vezes o valor da demanda, dificulta muito a existência de um consumidor que tenha um perfil que ultrapasse a o valor de demanda contratada e apresente um valor menor do que se ele respeitasse as normas.

4.1.4. Demanda Faturável

Corresponde ao maior valor entre a demanda contratada e demanda medida.

4.2. Modalidade Convencional

4.2.1. Monômnia

Como já foi dito anteriormente, a modalidade convencional monômnia é a que apresenta o cálculo mais simples de todas. O VPF é dado de acordo com a Equação 1.

$$VPF = \frac{CF.TC}{(1 - ICMS)} \quad (1)$$

CF –Valor de consumo registrado

TC –Tarifa vigente de consumo

ICMS –Índice de imposto sobre circulação de mercadoria

Ainda que essa modalidade tenha sido criada para atender especificamente os consumidores do Grupo B, ela também pode ser aplicada aos consumidores do Grupo A com as seguintes características [9]:

- Localizado em áreas de veraneio ou turismo que explorem atividades de hotelaria ou pousada, independente da carga instalada.
- Consumidores cuja potência instalada em transformadores seja inferior a 112,5kVA.

- Instalações permanentes para práticas esportivas ou parques agropecuários, desde que a potencia instalada em refletores, seja igual ou superior a 2/3 da carga instalada da unidade consumidora.

4.2.2. Binômio

De acordo com a literatura [3], o cálculo do VPF do modelo convencional binômio é feito levando em consideração os valores de consumo e demanda do consumidor de acordo com a Equação 2.

$$VPF = \frac{(CF.TC + DF.TD)}{(1 - ICMS)} \quad (2)$$

CF –Valor de consumo registrado

TC –Tarifa vigente de consumo

DF –Valor de demanda faturada

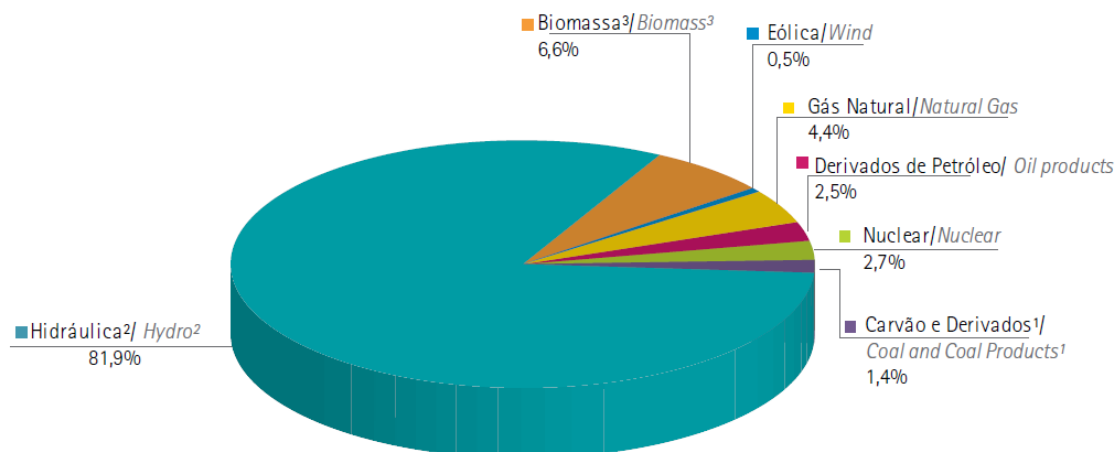
TD –Tarifa vigente de demanda

ICMS –Índice de imposto sobre circulação de mercadoria

4.3. Modalidades Horossazonais

As modalidades Horossazonais se diferenciam das outras tarifas em dois pontos. O primeiro é que as tarifas aplicadas nos cálculos dos VPFs variam de acordo com a época do ano. O segundo é que o cálculo dos VPFs também levam em conta os valores de consumo e demanda registrados ao longo do dia.

Como pode ser visto na Figura 1 [10], 81,9% da energia elétrica ofertada no Brasil tem origem hidráulica. Como resultado, tem-se que a disponibilidade de energia depende da quantidade de água contida nos reservatórios, fazendo com que a disponibilidade de energia esteja vinculada a variações climáticas.



Fonte: Ministério de Minas e Energia, Balanço energético nacional, 2012, p.16

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte

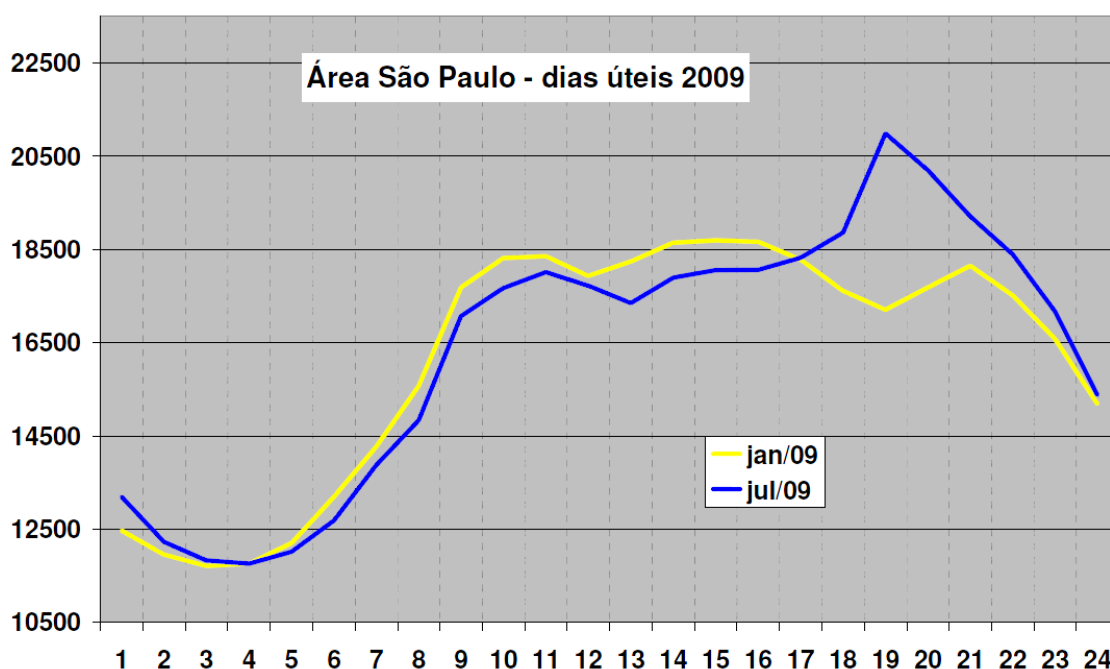
Uma das formas de se garantir a segurança de disponibilidade da energia é produzir energia a partir de fontes diferentes de energia. No Brasil optou-se pela utilização de geradores a combustão para assegurar a disponibilidade. Estes geradores entram em operação quando o nível dos reservatórios cai além de um limite mínimo, e o sistema elétrico passa a utilizar uma energia mais cara, o que resulta no crescimento do preço global da energia elétrica.

Para compensar a variação do custo da energia e para incentivar a economia de energia durante os períodos mais secos do ano, foram definidos dois períodos: o seco e o úmido. Para cada período foram estabelecidas tarifas específicas que são utilizadas nas modalidades Horossazonais.

Do ponto de vista financeiro da distribuidora o melhor padrão de consumo seria uma constante. Desta forma o sistema de distribuição nunca ficaria ocioso e poderia operar da melhor forma possível. Entretanto este não é o caso do padrão de consumo real. Um exemplo da curva de carga típica vista por uma distribuidora é ilustrado [11] pela Figura 2 que apresenta a curva esperada pelo Operador Nacional do Sistema

Elétrico para o subsistema Sudeste-Centro Oeste, área de São Paulo, em 2009 (ONS, 2007).

Como é de se esperar, salvo raríssimos casos, os consumidores tem um padrão de consumo cíclico e variável com o tempo. Este consumo inconstante faz com que o sistema de distribuição passe por momentos de ociosidade e de picos de consumo que são indesejáveis aos olhos da distribuidora, pois geram gastos e desperdício de investimento.



Fonte: ONS, Consolidação da carga para o par 2008-2010, 2007, p.34

Figura 2 – Curva de Carga Area de São Paulo

Para amenizar este problema foram definidos os períodos de ponta e fora de ponta, utilizados nas modalidades horossazonais, que tem o objetivo de influenciar o padrão de consumo dos consumidores de forma a fazer melhor uso do sistema elétrico. Estes conceitos, assim como os conceitos de período seco e úmido, regulamentados pela ANEEL [6], são descritos em seguida.

4.3.1. Conceitos de Períodos

4.3.1.1. Período de Ponta

Também chamado de posto tarifário de ponta, e caracterizado por tarifas que visam deslocar o consumo para outros períodos do dia. É definido como intervalo de tempo composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico. Este período é aplicado de segunda a sexta, salvo nos feriados apresentados pela Tabela 2 [12] , normalmente definido como o período entre 18 e 21 horas que é o momento que o sistema elétrico trabalha com sua maior carga.

Tabela 2- Dias em que o período de ponta não é aplicado

Dia e mês	Feriados nacionais
01 de janeiro	Confraternização Universal
21 de abril	Tiradentes
01 de maio	Dia do Trabalho
07 de setembro	Independência
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida
02 de novembro	Finados
15 de novembro	Proclamação da República
25 de dezembro	Natal

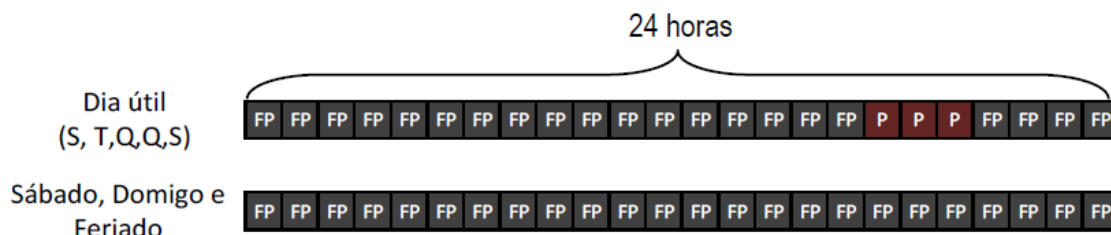
Fonte: Escelsa, Manual do cliente horossazonal, 2004, p25

4.3.1.2. Período Fora de Ponta

O período fora de ponta, também conhecido como posto tarifário fora de ponta, é definido como sendo o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares as horas que compõe o período de ponta. Ao contrário do que acontece durante o período de ponta, as tarifas aplicadas aos valores de consumo e demanda registrados nesse período são mais leves, o que leva a uma maior liberdade para o consumidor para utilizar a energia da forma que lhe for mais conveniente, ainda respeitando o valor de demanda contratada acertada com a concessionária.

Os postos tarifários dos dias de semana e de fim de semana estão sendo exemplificados pela Figura 3 [15] na qual os blocos com a letra “P” representam as

horas que compõe o período de ponta, e as letras “FP” representam as horas que compõe o período fora de ponta.



Fonte: ANEEL, Nota técnica nº311/2011, 2011, p14

Figura 3 – Definição dos postos tarifários

4.3.1.3. Período Seco

O período seco é definido como sendo o período de cinco ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro de um ano, a abril do ano seguinte. De maneira análoga ao horário de ponta, a demanda e o consumo registrado durante o período seco é cobrado utilizando tarifas mais caras do que as utilizadas no consumo feito durante o período úmido.

4.3.1.4. Período Úmido

Por sua vez o período úmido é definido como sendo o período de sete ciclos de faturamentos consecutivos, referente aos meses de maio a novembro. Sendo assim ele representa o período complementar ao seco, e nele tarifas mais leves são aplicadas aos valores de demanda e de consumo registrados.

4.3.2. Modalidade Horossazonal Verde

Modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas do dia e os períodos do ano. Também são aplicadas tarifas diferenciadas de demanda, de acordo com o período do ano assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

O cálculo do VPF desta modalidade é feito utilizando as Equações 3 e 4 [3]. A primeira apresenta a equação referente aos valores registrados no período seco, e a segunda a equação referente ao período úmido.

$$VPf = \frac{(CF_{fs}.TC_{fs} + CF_{ps}.TC_{ps} + DF.TD)}{(1 - ICMS)} \quad (3)$$

$$VPf = \frac{(CF_{fu}.TC_{fu} + CF_{pu}.TC_{pu} + DF.TD)}{(1 - ICMS)} \quad (4)$$

Onde os índices representam:

f – Horário fora de ponta

p – Horário de ponta

s – Período seco

u – Período úmido

4.3.3. Modalidade Horossazonal Azul

Modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano. As tarifas relacionadas à demanda faturada também são diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano.

O VPF da modalidade horossazonal azul é calculada utilizando as Equações 5 e 6 [3] :

$$VPf = \frac{(CF_{fs}.TC_{fs} + CF_{ps}.TC_{ps} + DF_f.TF_f + DF_p.TD_p)}{(1 - ICMS)} \quad (5)$$

$$VPf = \frac{(CF_{fu}.TC_{fu} + CF_{pu}.TC_{pu} + DF_f.TF_f + DF_p.TD_p)}{(1 - ICMS)} \quad (6)$$

Uma particularidade desta modalidade é que ela é a única que utiliza dois valores diferentes de demanda contratada, uma para o período de ponta e outra para o período fora de ponta.

5. Multas

Ainda que o VPF definido pelas modalidades não leve em conta as multas, é importante considera-las para saber as limitações que devem ser consideradas na hora de se minimizar o valor do VPF. As principais multas são: a por transgressão do fator de potência e a de ultrapassagem da demanda contratada.

5.1. Fator de potência

De acordo com a ANEEL [6] o fator de potência é definido pela Equação 7:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (7)$$

fp – Fator de potência

P – Potência ativa

Q – Potência reativa

Os consumidores do grupo A são obrigados a ter seu fator de potência verificado pela distribuidora utilizando um medidor permanente. Já a medição do fator de potência dos consumidores do grupo B é facultativa.

A ANEEL [6] também define como sendo o limite mínimo, para as unidades consumidoras, o valor de 0,92. Caso seja registrado um fator de potência com valor menor que 0,92 (indutivo ou capacitivo), o consumidor deverá pagar a multa estabelecida pelas Equações 8 e 9:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[EEAM_T \cdot \left(\frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \cdot VR_{ERE} \quad (8)$$

$$D_{RE}(p) = \left[MAX_{T=1}^n \left(PAM \cdot \frac{f_R}{f_T} \right) - PAF(p) \right] \cdot VR_{ERE} \quad (9)$$

Para mais informações sobre as constantes utilizadas, ver resolução normativa nº414.

5.2. Ultrapassagem da demanda contratada

Como já foi explicado anteriormente, a demanda contratada representa o valor máximo de demanda que o consumidor se compromete a usar durante o ciclo de medição. A multa por ultrapassagem da demanda é aplicada quando a demanda de potência ativa registrada excede em mais de 5% o valor de demanda contratada. Neste caso o consumidor irá pagar pela utilização da demanda e a multa estabelecida pela Equação 10 [6]:

$$D_{ultrapassagem}(p) = [PAM(p) - PAC(p)].2.VR_{dult}(p) \quad (10)$$

$D_{ultrapassagem}$ – Valor referente à demanda excedente, no posto horário “p”, quando cabível (R\$).

$PAM(p)$ – Potência ativa medida em cada posto horário “p”.

$PAC(p)$ – Potência ativa contratada por posto horário “p”.

VR_{dult} – Valor de referencia equivalente às tarifas de demanda de potência.

6. Tarifa

A construção das tarifas utilizadas nos cálculos do VPF de cada modalidade é fruto de um processo demasiadamente complexo e fora do escopo deste trabalho. Entretanto sua construção básica é importante para o entendimento do funcionamento do novo modelo que está será implantado.

6.1. Definição de Tarifa

De acordo com a ANEEL, as tarifas são definidas como sendo um valor monetário estabelecido, fixado em Reais por unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa. Elas têm a finalidade de manter a harmonia do mercado energético de forma a garantir um preço justo aos consumidores e o retorno financeiro adequado para as distribuidoras de energia.

Para tratar de maneira justa tanto os consumidores como as distribuidoras, o valor de cada tarifa varia de acordo com a estrutura física e econômica da

distribuidora, da modalidade associada e do posto tarifário. Uma vez que as distribuidoras e o efeito das tarifas no mercado estão sempre variando com o tempo as tarifas são atualizadas anualmente considerando uma serie de funções de custo que são obtidos a partir de uma serie de dados das distribuidoras.

As tarifas de consumo (TC) e de demanda (TD) utilizadas nos cálculos das VPFs das modalidades tarifárias são compostas por duas componentes básicas: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). De maneira geral essa relação pode ser apresentada pelas Equações 11 e 12.

$$TC = TUSD + TE \quad (11)$$

$$TD = TUSD \quad (12)$$

A relação mostrada pelas equações 11 e 12 pode ser facilmente verificada pelo estudo da Tabela 3 que mostra um trecho da resolução homologatória nº1.072 que homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição referentes à Bandeirante Energia S.A. - Bandeirante.

Tabela 3- Tarifas referente à modalidade azul da distribuidora Bandeirante

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/Kw)		DEMANDA (R\$/Kw)		DEMANDA (R\$/Kw)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 Kv)	19,12	2,56	19,12	2,56	0,00	0,00
A3a (30 a 44 Kv)	22,45	4,66	22,45	4,66	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 Kv)	30,56	7,35	30,56	7,35	0,00	0,00

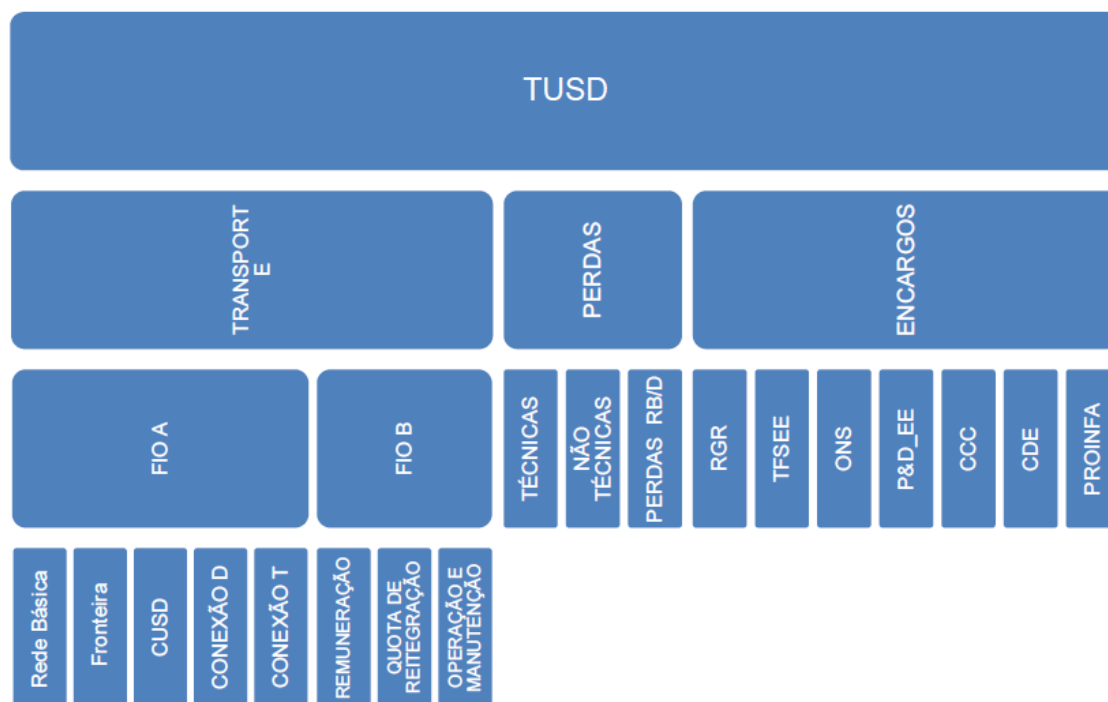
TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)				ENERGIA (R\$/MWh)			
	PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA		PONTA		F. PONTA	
SUBGRUPO	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1 (230Kv ou mais)	250,73	227,39	158,84	145,30	31,83	31,83	31,83	31,83	218,90	195,56	127,01	113,47
A2 (88 a 138 Kv)	250,73	227,39	158,84	145,30	31,83	31,83	31,83	31,83	218,90	195,56	127,01	113,47
A3a (30 a 44 Kv)	250,73	227,39	158,84	145,30	31,83	31,83	31,83	31,83	218,90	195,56	127,01	113,47
A4 (2,3 a 25 Kv)	250,73	227,39	158,84	145,30	31,83	31,83	31,83	31,83	218,90	195,56	127,01	113,47

Fonte: ANEEL, Resolução Homologatória nº1.072, 2010, p.3

Como mostra a Tabela 3, as tarifas de consumo e demanda são apresentadas como sendo a soma da TUSD e da TE de cada subgrupo.

6.2. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

De acordo com os procedimentos de regulação tarifária (Proret) [4] os custos regulatórios alocados à TUSD são definidos nos processos de reajustes de revisão tarifária. Nestes processos, funções de custo são revisadas levando em consideração custos da distribuidora relacionados ao transporte da energia, encargos diversos e as perdas do processo. A Figura 4 [4] apresenta as funções de custos utilizadas na criação da TUSD associada a uma das tarifas que são aplicadas. A Figura 4 também mostra uma característica importante, a TUSD não leva em consideração o custo da energia, este valor só é computado na TE que será apresentada adiante.

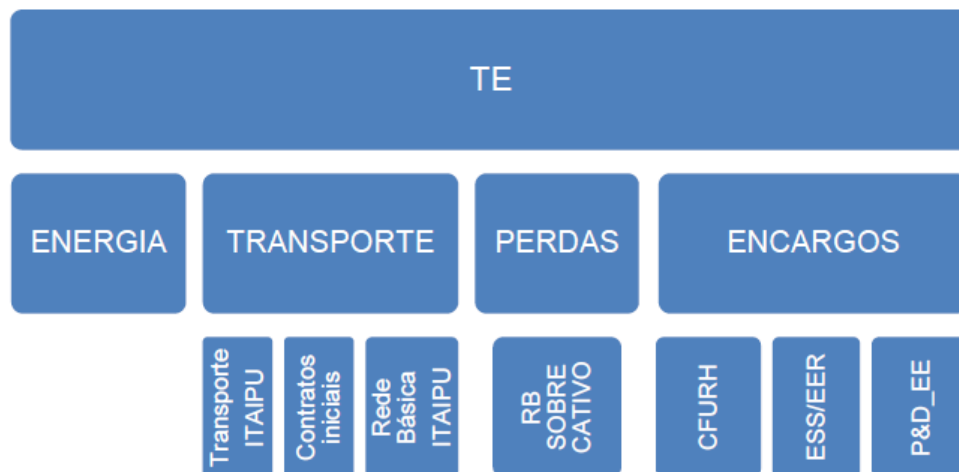


Fonte: Proret, submódulo 7.1, 2011, p8

Figura 4- Funções de Custo da TUSD

6.3. Tarifa de Energia (TE)

Da mesma forma que a TUSD, o Proret estabelece que os custos regulatórios alocados a TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária. Nestes processos, as funções de custo são revisadas levando em consideração custos da distribuidora relacionados aos encargos, transporte, perdas e energia. A Figura 5 [4] apresenta as funções de custos da TE.

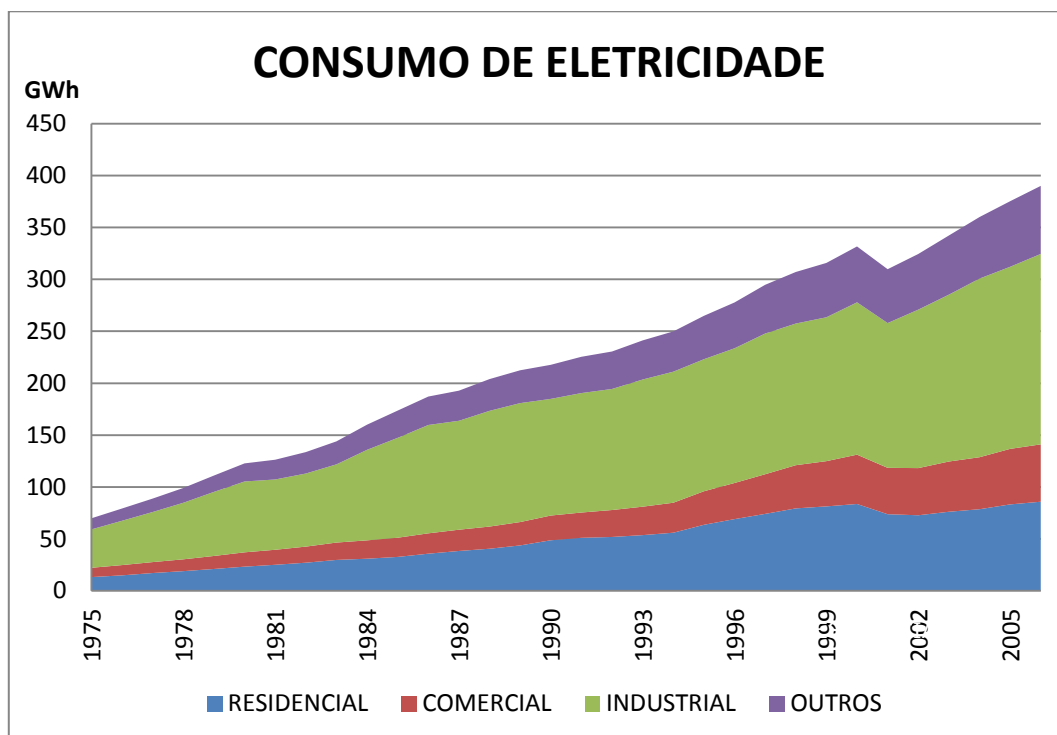


Fonte: Proret, submódulo 7.1, 2011, p11

Figura 5 – Funções de custos da TE

7. Nova estrutura tarifária

Desde 1982 e a publicação da primeira TUSD, datada de 1999, poucas mudanças foram feitas na estrutura tarifária. Em contrapartida o setor elétrico cresceu muito, como pode ser visto no Gráfico 1 [13] que apresenta o crescimento do consumo de eletricidade com o passar dos anos no Brasil. Esse crescimento acabou por gerar não somente um desequilíbrio no sistema tarifário, como também uma falta de incentivo à eficiência energética das instalações.



Fonte: Ministério de Minas e Energia, Balanço energético nacional, 2007

Gráfico 1- Consumo de eletricidade ao longo dos anos

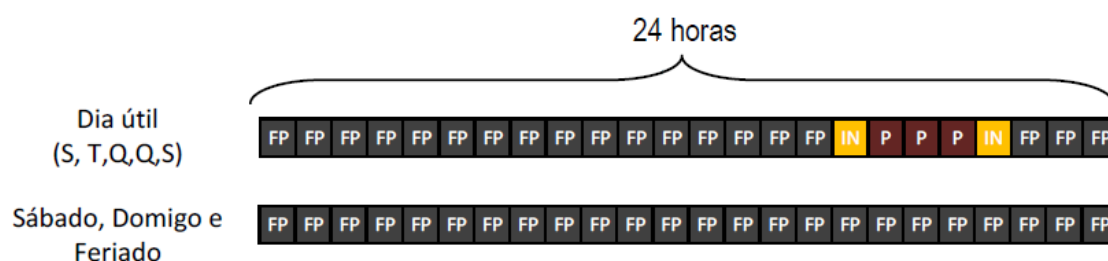
Como resposta a este problema, a ANEEL apresentou a proposta geral de uma nova estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. Esta proposta, publicada em 17 de novembro de 2011, foi estudada e será testada em 2013 para que seja possível ser aplicada no início de 2014 [4].

No que diz respeito ao cálculo dos VPFs, as principais diferenças entre o modelo proposto e o atual são: criação de um novo posto tarifário, criação da modalidade branca, a extinção da sinalização sazonal e a aplicação das bandeiras tarifárias.

7.1. Posto tarifário intermediário

De acordo com a Nota Técnica publicada pela ANEEL [14], estudos sugerem que os postos horários para o grupo A sejam mantidos, e que seja criado um terceiro posto para o grupo B. Este novo posto tem o intuito de deslocar as cargas para horas de pico potenciais, ou seja, horários em que o sistema elétrico está ocioso.

O novo posto, aplicado apenas na modalidade tarifária branca, será chamado de posto tarifário intermediário ou período intermediário. Seguindo o mesmo padrão da Figura 3, a Figura 6 [4] mostra que o posto intermediário (IN) é definido como sendo o período formado pela hora imediatamente anterior, e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta.



Fonte: ANEEL, Nota técnica nº311/2011, 2011, p14

Figura 6- Postos tarifários para o grupo B

O período fora de ponta passará a ser definido como sendo o período composto pelas horas complementares aos períodos de ponta e intermediário.

7.2. Modalidade branca

Com a criação do posto tarifário intermediário foi criada a modalidade branca caracterizada pela sinalização horaria na tarifa monômnia de energia. Nela são considerados todos os três postos tarifários e o consumo total feito em cada um desses períodos. Esta nova modalidade, regulamentada em 2012 pela ANEEL [16], tem o objetivo de ser vantajosa para consumidores com flexibilidade de alteração de seus hábitos de consumo, e ajudar o sistema elétrico a ter uma carga menor durante os horários de maior carregamento.

Essa nova modalidade terá caráter opcional para todos os consumidores do grupo B exceto Iluminação Pública e mercados de Baixa Renda, que terão de permanecer na modalidade convencional por não serem consumidores com flexibilidade de alteração de seu padrão de consumo [4].

Uma vez que a modalidade branca tenha a necessidade de registrar o valor de consumo em cada posto tarifário, se faz necessário substituir os medidores de energia atualmente utilizados por medidores mais avançados. Tal mudança cria novas possibilidades de medições e de monitoramento que futuramente serão usados para novas atualizações do sistema tarifário.

7.3. Sinalização sazonal

Hoje em dia o sistema horossazonal, publicado em 1982, não é mais suficiente para garantir que o mercado energético funcione de maneira justa. Sendo assim o novo modelo proposto para 2014 trata essa questão de forma drástica. A proposta apresentada e aceita é de que a sinalização sazonal seja substituída pela utilização de um sinal econômico marcado pelas chamadas bandeiras tarifárias. Elas terão o objetivo de apontar o custo da energia que será aplicado no próximo ciclo de medição.

7.4. Bandeiras

O sistema de bandeiras é representado por três bandeiras tarifárias [4]: verde, amarela e vermelha. Cada bandeira representa o custo da energia que deverá ser aplicado no próximo ciclo de medição.

O acionamento de cada bandeira será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo os valores de Custo Marginal de Operação (CMO) e de Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética (ESS_SE).

Para cada mês, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deve estimar e publicar o valor do ESS_SE usando os valores de Custo de Geração por Segurança Energética (CGSE) e a Carga Projetada (CP), conforme a Equação 13, e o valor estimado para o CMO por submercado.

$$ESS_SE = \frac{CGSE}{CP} \quad (13)$$

Em seguida são apresentadas as três bandeiras e seu sistema de acionamento.

7.4.1. Verde

Corresponde à tarifa de energia de equilíbrio econômico financeiro e não acarreta em um custo adicional ao consumo de energia. Será utilizada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for inferior ao valor de 100,00/MWh.

7.4.2. Amarela

Corresponde a um acréscimo de R\$15,00/MWh sobre o custo da energia durante o equilíbrio econômico financeiro. Será utilizada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE estiver entre 100,00 e 200,00/MWh.

7.4.3. Vermelha

Corresponde a um acréscimo de R\$30,00/MWh sobre o custo da energia durante o equilíbrio econômico financeiro. Será utilizada nos meses em que a soma dos valores de CMO e ESS_SE for superior ao valor de R\$200,00/MWh.

7.5. Utilização das bandeiras no cálculo do VPF

Até agora a homologação das tarifas de energia com o novo sistema já ocorreu com seis das quatorze distribuidoras que operam no estado de São Paulo. Em todos os casos o sistema de bandeiras substitui o antigo sistema horossazonal aplicado em todas as modalidades de tarifação, inclusive nas modalidades convencional monômnia e binômnia.

A Tabela 4 mostra a homologação das tarifas de energia referentes à Elektro Eletricidade e Serviços S/A [17]. A nova disposição das tarifas homologadas mostra que a horossazonalidade trazida pelas bandeiras está sendo atribuída a todas as modalidades.

Tabela 4 - Tarifas de aplicação referentes à distribuidora Elektro no novo modelo

ANEXO I - TARIFAS DE APLICAÇÃO

TARIFAS APLICADAS À BAIXA TENSÃO

QUADRO A - MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL - ELEKTRO					
SUBGRUPO/CLASSE/SUBCLASSE	TUSD		TE		
	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
B1 - RESIDENCIAL	213,03	139,14	139,14	154,14	169,14
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA	199,99	139,14	139,14	154,14	169,14
B2 - RURAL	134,82	87,63	87,63	102,63	117,63
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	108,58	70,57	70,57	85,57	100,57
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	132,49	83,90	83,90	98,90	113,90
B3 - DEMAIS CLASSES	215,11	139,81	139,81	154,81	169,81
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA					
B4a - Rede de Distribuição	110,74	71,97	71,97	86,97	101,97
B4b - Bulbo de Lâmpada	121,60	79,03	79,03	94,03	109,03

QUADRO B - MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA															
SUBGRUPO/CLASSE/SUBCLASSE	TUSD			TE											
	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA	PONTA				INTERMEDIÁRIO				FORA DE PONTA			
				TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA
	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
B1 - RESIDENCIAL	477,12	303,90	130,67	216,66	216,66	231,66	246,66	132,85	132,85	147,85	162,85	132,85	132,85	147,85	162,85
B2 - RURAL	340,13	215,02	89,91	134,52	134,52	149,52	164,52	82,48	82,48	97,48	112,48	82,48	82,48	97,48	112,48
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	273,91	173,16	72,40	108,33	108,33	123,33	138,33	66,42	66,42	81,42	96,42	66,42	66,42	81,42	96,42
B2 - SERVIÇO PÚBLICO DE IRRIGAÇÃO	328,70	207,79	86,89	130,00	130,00	145,00	160,00	79,71	79,71	94,71	109,71	79,71	79,71	94,71	109,71
B3 - DEMAIS CLASSES	612,69	385,07	157,45	214,61	214,61	229,61	244,61	131,59	131,59	146,59	161,59	131,59	131,59	146,59	161,59

TARIFAS APLICADAS À ALTA TENSÃO

QUADRO C - MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL											
SUBGRUPO	TUSD			TE							
	PONTA	FORA DE PONTA	RS/MWh	PONTA				FORA DE PONTA			
				TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA
	R\$/kW	R\$/kW		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
A2 (88 a 138kV)	10,27	3,86	25,01	215,60	215,60	230,60	245,60	132,20	132,20	147,20	162,20
A3 (69kV)	17,94	4,59	32,02	219,46	219,46	234,46	249,46	134,56	134,56	149,56	164,56
A3a (30 a 44kV)	28,96	7,56	34,74	215,97	215,97	230,97	245,97	132,43	132,43	147,43	162,43
A4 (2,3 a 25kV)	36,21	9,45	34,74	215,97	215,97	230,97	245,97	132,43	132,43	147,43	162,43

QUADRO F - MODALIDADE TARIFÁRIA VERDE										
SUBGRUPO	TUSD			TE						
	RS/kW	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA			FORA DE PONTA			
				TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA	BANDEIRA VERMELHA	TE	BANDEIRA VERDE	BANDEIRA AMARELA
		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
A3a (30 a 44kV)	7,52	727,49	34,56	215,97	215,97	230,97	245,97	132,43	132,43	147,43
A4 (2,3 a 25kV)	9,40	900,72	34,56	215,97	215,97	230,97	245,97	132,43	132,43	147,43

QUADRO I - MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL						
SUBGRUPO	TUSD		TE			
	R\$/kW	R\$/MWh	TE		BANDEIRA AMARELA	
			R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
A3a (30 a 44kV)	27,79	33,98	139,13	139,13	154,13	169,13
A4 (2,3 a 25kV)	34,74	33,98	139,13	139,13	154,13	169,13

Fonte: ANEEL, Resolução Homologatória nº1.336, 2012, p.5

De acordo com as tabelas contidas na Tabela 4, as tarifas disponibilizadas são:

- $TUSD_D = TUSD$ de demanda.
- $TUSD_C = TUSD$ de consumo.
- $TE_C = TE$ de consumo.
- $TE_B = TE$ de cada bandeira relacionada a cada posto tarifário.

Desta forma as tarifas de consumo e de demanda para os períodos de ponta e fora de ponta são montadas de acordo com as Equações 14, 15 e 16, apresentadas em seguida.

$$TD = TUSD_D \quad (14)$$

$$TC_p = TUSD_{Cp} + TE_{Cp} + TE_{Bp} \quad (15)$$

$$TC_{fp} = TUSD_{Cfp} + TE_{Cfp} + TE_{Bfp} \quad (16)$$

Como apenas os valores de TUSD e TE foram estabelecidos para cada bandeira e elas têm como objetivo substituir as antigas notações de sazonalidade, a diferença entre as equações definidas para o período seco e úmido deixa de existir. Desta forma cada modalidade passa a ser regida por uma única equação que leva em consideração a aplicação do valor de TE_B especificado para cada ciclo de medição.

O cálculo do VPF de cada modalidade passa a ser calculado com as equações 17, 18, 19, 20 e 21:

7.5.1. Modalidade Tarifaria Convencional Monômnia.

$$VPF_{Monômnia} = \frac{CF \cdot TC}{(1 - ICMS)} \quad (17)$$

7.5.2. Modalidade Tarifária Branca.

$$VPF_{Branca} = \frac{CF_{fp} \cdot TC_{fp} + CF_i \cdot TC_i + CF_p \cdot TC_p}{(1 - ICMS)} \quad (18)$$

7.5.3. Modalidade Tarifaria Convencional Binômnia.

$$VPF_{Convencional} = \frac{(CF \cdot TC + DF \cdot TD)}{(1 - ICMS)} \quad (19)$$

7.5.4. Modalidade Tarifária Horossazonal Verde.

$$VPF_{Verde} = \frac{(CF_f \cdot TC_f + CF_p \cdot TC_p + DF \cdot TD)}{(1 - ICMS)} \quad (20)$$

7.5.5. Modalidade Tarifária Horossazonal Azul.

$$VPf_{Azul} = \frac{(CF_f.TC_f + CF_p.TC_p + DF_f.TF_f + DF_p.TD_p)}{(1 - ICMS)} \quad (21)$$

7.6. Complicações no Estudo de Tarifação Relacionadas ao Novo Modelo

Como já explicado anteriormente, a nova modalidade depende não somente das tarifas que são estabelecidas pela revisão tarifária como também do Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética. A aplicação deste encargo traz um grau de incerteza ao estudo de tarifação.

Se no sistema atual o valor do VPF futuro poderia ser calculado de forma precisa com apenas os valores de consumo e demanda da unidade consumidora, a nova modalidade já não tem essa característica. O fator de incerteza trazido pelo sistema de bandeiras faz com que a predição do valor do VPF dependa de quais bandeiras serão utilizadas em cada mês, dando assim um caráter probabilístico para o problema.

Outra questão problemática, que será resolvida com a adesão de todas as distribuidoras ao novo modelo, é a comparação entre o modelo atual e o que será implantado em 2014. Isso porque enquanto o modelo atual já leva em consideração o efeito da sazonalidade na variação do custo da energia durante o ano, o novo modelo fornece todos os dados para todos os casos possíveis sem mostrar especificamente qual o padrão esperado. Sendo assim com o novo modelo é possível prever o melhor e o pior valor do VPF possível e suas graduações.

8. Programa Computacional para Seleção da Estrutura Tarifária

De acordo com o que foi apresentado, o procedimento de cálculo do VPF de certa modalidade pode ser resumido em três etapas distintas:

- Determinar as tarifas vigentes.
- Levantamento dos valores registrados no ciclo de medição.
- Aplicação da equação correspondente a modalidade tarifaria estudada.

Por sua vez, o processo de determinação da modalidade tarifária que apresenta o menor VPF para certo consumidor ao longo de um ano, consiste na aplicação do procedimento de cálculo do VPF para todas as modalidades possíveis utilizando todos os dados medidos, sendo o ideal considerar 12 ciclos de medição consecutivos.

Com o intuito de simplificar e agilizar o processo do cálculo e comparação dos VPFs, foi criada uma ferramenta computacional que determina a modalidade tarifária que apresenta o menor valor médio de VPF dos consumidores do grupo A, considerando tanto o modelo atual como o modelo que será implementado em 2014.

8.1. Objetivo

O programa desenvolvido nesse trabalho tem como objetivo principal determinar qual modalidade tarifária apresenta o menor valor médio de VPF de um consumidor pertencente ao grupo A ao longo de um ano. Para tal devem ser considerados apenas os dados utilizados para a modalidade atual da unidade consumidora. Com isso, pretende-se facilitar a análise da tarifação do consumo de energia livrando o usuário de efetuar inúmeros equacionamentos. Dessa forma, o foco do analista passa dos cálculos, repetitivos e passíveis de erro, para as possibilidades de quadros de consumo.

Outro objetivo do programa é apresentar uma interface que seja simples o suficiente para ser atrativa para usuários que tenham o conhecimento básico dos parâmetros usados nos cálculos de determinação dos VPFs. E suficientemente versátil para que possa ser verdadeiramente útil para alguém que deseje analisar quadros reais ou hipotéticos de consumo, considerando tanto o padrão atual como o padrão de bandeiras.

8.2. Requisitos e Limitações do Programa

Considerando o estudo feito sobre as estruturas tarifárias, e considerando os objetivos propostos para o programa, foram levantados os requisitos mínimos e os fatores limitantes que deveriam ser considerados no desenvolvimento do programa.

Uma vez que a proposta é utilizar os parâmetros medidos durante os ciclos e que os dados mínimos requeridos para o cálculo das modalidades binômias. Tem-se a necessidade de se excluir tanto a modalidade convencional monômnia e a modalidade

branca do escopo do programa. Esta escolha foi feita com base no fato de que a modalidade monômnia não registra os valores de demanda do consumidor e isso inviabiliza a determinação dos VPFs das modalidades que precisam dos valores de demanda. Este mesmo critério também é usado para justificar a exclusão do cálculo da modalidade branca do escopo do projeto. Outro motivo é que os valores de consumo nos períodos intermediários não estão disponíveis para os consumidores normais. Sendo assim, o programa considera apenas as modalidades convencional binômnia, horossazonal verde e horossazonal azul.

No que diz respeito às diferenças entre o modelo atual e o modelo baseado na estrutura de bandeira, não foi encontrado nenhum indicio de incompatibilidade de aplicação dos valores medidos. Isso ocorre porque ambos os modelos trabalham com a medição dos mesmos valores e porque o modelo novo pode ser calculado utilizando as equações definidas para o modelo atual (ver seção 7 para mais informações).

Finalmente, tem-se que a ultima limitação aplicada ao programa consiste nas tarifas que são consideradas no programa. Como o usuário não deve se preocupar com a entrada dos valores das tarifas usadas nos cálculos, foi decidido que o programa se limitaria a considerar somente as tarifas das 14 distribuidoras que atuam no estado de São Paulo. Ainda que esta escolha simplifique muito o trabalho do usuário, tem-se a necessidade de alertar o mesmo sobre o período de vigência das tarifas. Outra limitação gerada pela utilização das tarifas publicadas pela ANEEL é que nenhuma resolução homologa todas as tarifas de todos os subgrupos de consumidores. Portanto o programa está limitado aos subgrupos com os quais a distribuidora se relaciona.

8.3. Distribuidoras Consideradas

Como já foi dito anteriormente, o programa considera apenas as tarifas das 14 empresas distribuidoras de energia que operam no estado de São Paulo. Dentre das empresas consideradas, as que têm suas tarifas homologadas de acordo o padrão atual são:

- Bandeirante Energia S.A. - Bandeirante [18].
- Companhia Jaguari de Energia – CPFL Jaguari [19].
- Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE [20]
- Companhia Luz e Força Mococa- CLFM [21]
- Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista [22]

- Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga [23]
- Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz [24]
- Companhia Sul Paulista de Energia – CPFL Sul Paulista [25]

As distribuidoras que tem suas tarifas homologadas de acordo com o novo modelo são:

- Empresa Elétrica Bragantina S.A. — EEB [26]
- Caiuá Distribuição de Energia S.A – CAIUÁ-D [27]
- Elektro Eletricidade e Serviços S/A - ELEKTRO [17]
- Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A – Eletropaulo [28]
- Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE [29]
- Empresa de Distribuição de Energia Vale do Paranapanema S.A. - EDEVP [30]

8.4. Desenvolvimento

Como um dos focos do programa consiste na boa interação entre o programa e o usuário, seu formato deveria ser autoexplicativo, prático e convidativo. Para tal, o formato de apresentação do programa escolhido foi o de janela, que é muito utilizado em sistemas operacionais amplamente difundidos como o Windows e Mec.

Tendo em vista o caráter visual do programa, duas linguagens de programação foram estudadas para a criação do programa: Java e Visual Basic. Ambas as linguagens conhecidas e munidas de boas bibliotecas gráficas. Após algumas pesquisas foi decidido que a linguagem que seria utilizada seria a Visual Basic. Esta escolha foi embasada pelos seguintes motivos:

- 1) A *Microsoft Visual Basic 2010 Express* vem com um ambiente próprio para programas voltado para a disposição em janelas.
- 2) A linguagem tem uma interface simples com os produtos da Microsoft, como o *Excel* e o *Acces*.
- 3) Dispõe de uma biblioteca on-line organizada munida de explicações e exemplos.
- 4) A LibertyUniversity [31] disponibiliza um prático tutorial voltado para a programação no ambiente de janelas.

Com a definição da linguagem e do formato do programa, deu-se inicio a criação de um protótipo. Este protótipo foi criado com objetivo de descobrir quais os

melhores recursos que poderiam ser utilizados no programa final. Com os dados coletados do protótipo foi criada a primeira versão do programa apresentado neste trabalho. Gradualmente o programa inicial foi sendo aprimorado e ampliado até ser formado por seis etapas distintas que serão detalhadas na sequência.

8.5. Etapas do programa

8.5.1. Menu inicial

Como o próprio nome diz, esta é a primeira tela apresentada para o usuário. Ela é composta por dois botões que levam as janelas: Dados Básicos e Tarifas aplicadas. Como pode ser visto na Figura 7, também foi inserida uma pequena nota explicativa que indica a utilidade do botão sob o qual o mouse está. No caso da imagem, a explicação se refere ao botão “Análise Tarifária”.

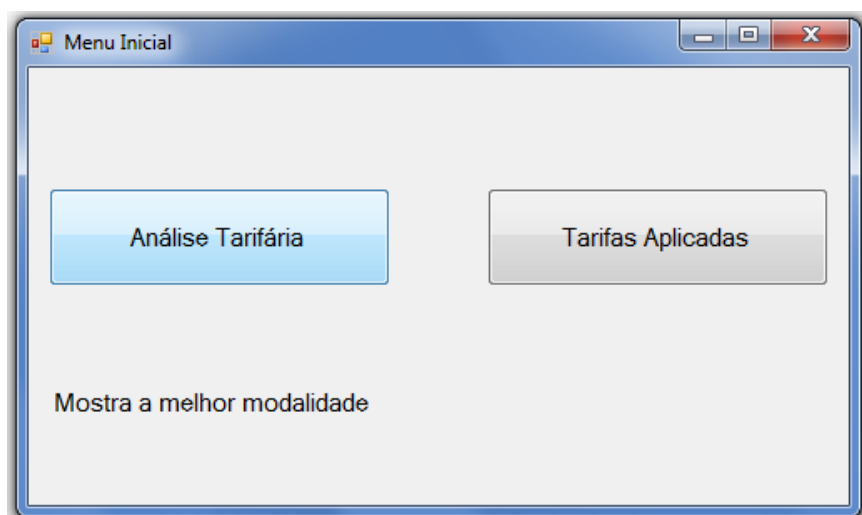


Figura 7- Menu Inicial

8.5.2. Tarifas aplicadas

Muito mais carregada que a janela inicial, esta etapa é formada por uma janela que apresenta as tarifas que são consideradas no programa para cada distribuidora e subgrupo tarifário. Ainda que as tarifas estejam sendo apresentadas de acordo com o modelo atual. As tarifas das distribuidoras que já apresentam suas tarifas de acordo com o novo modelo são apresentadas mostrando que as tarifas do período de seca sejam iguais as tarifas durante o período úmido, indo de acordo com o sistema de bandeiras que não diferencia o período seco do úmido. Vale ressaltar que os valores

apresentados no novo sistema levam em consideração a vigência da bandeira verde, que não acrescenta nem um encargo as tarifas.

As Figuras 8 e 9 exemplificam a diferença entre a apresentação das tarifas no modelo atual e no novo.

Tarifas Aplicadas

Distribuidora: **Bandeirante Energia S.A.** Classe: **A4** **Mostrar**

Modelo antigo

TC Convencional	161,09	R\$/MWh	TCps Verde	960,43	R\$/MWh	TCps Azul	250,73	R\$/MWh
TD Convencional	29,35	R\$/kW	TCpu Verde	937,09	R\$/MWh	TCpu Azul	227,39	R\$/MWh
			TCfps Verde	158,84	R\$/MWh	TCfps Azul	158,84	R\$/MWh
			TCfpu Verde	145,3	R\$/MWh	TCfpu Azul	145,3	R\$/MWh
			TD Verde	7,35	R\$/kW	TDp Azul	30,56	R\$/kW
						TDfp Azul	7,35	R\$/kW

Voltar

Figura 8 – Tarifas aplicadas no modelo antigo

Tarifas Aplicadas

Distribuidora: **Elektro Eletricidade e Serviços S.** Classe: **A4** **Mostrar**

Modelo novo

TC Convencional	173,11	R\$/MWh	TCps Verde	1116,69	R\$/MWh	TCps Azul	250,71	R\$/MWh
TD Convencional	34,74	R\$/kW	TCpu Verde	1116,69	R\$/MWh	TCpu Azul	250,71	R\$/MWh
			TCfps Verde	166,99	R\$/MWh	TCfps Azul	167,17	R\$/MWh
			TCfpu Verde	166,99	R\$/MWh	TCfpu Azul	167,17	R\$/MWh
			TD Verde	9,4	R\$/kW	TDp Azul	36,21	R\$/kW
						TDfp Azul	9,45	R\$/kW

Voltar

Figura 9 – Tarifas Aplicadas no modelo novo

8.5.3. Informações básicas

Esta etapa é formada por uma única janela chamada de “Informações Básicas”, e tem a finalidade de coletar os dados que são comuns a todos os consumidores e definir quais informações poderão ser requisitadas na etapa chamada “Dados

Específicos”. A Figura 10 mostra como os dados são solicitados e quais deles são opcionais para a execução do estudo.

Figura 10 – Informações Básicas

Vale ressaltar que o programa não permite que o usuário passe para a próxima etapa sem que sejam fornecidas as informações: Distribuidora, Subgrupo Tarifário e Modalidade Tarifária.

8.5.4. Dados específicos

Uma vez que nem todos os grupos tarifários trabalham com o mesmo conjunto de informações, a utilização de uma única janela para fazer o requerimento se mostrou pouco produtiva e muito confusa. Para solucionar este problema a etapa “Dados específicos” foi dividida em quatro janelas, cada uma solicitando uma informação específica. A Figura 11 mostra uma das quatro possibilidades de janelas que podem aparecer nesta etapa.

Figura 11- Dados Básicos

A Tabela 3 mostra quais os dados que são requisitados para cada consumidor de acordo com a modalidade tarifária escolhida pelo usuário:

Tabela 3 – Dados requisitados pelo programa de acordo com a modalidade tarifária

Modalidade	Consumo	Demanda	Consumo fora de ponta	Consumo de ponta	Demanda fora de ponta	Demanda de ponta
Convencional	Sim	Sim	Não	Não	Não	Não
Verde	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Não
Azul	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim

8.5.5. Cálculo do VPF

Depois que o usuário entrou com os dados básicos e específicos, ele chega à etapa chamada “Cálculo do VPF”. Esta etapa é formada por duas janelas. A primeira, mostrada pela Figura 12, apresenta os valores de VPF de cada modalidade. A modalidade com o menor valor do VPF é destacada e a diferença entre ele e o VPF da modalidade escolhida pelo usuário.

Form5.2- Calculo para consumidores tipo A- Normal

ICMS K

Valor médio das tarifas

Convencional	Label9	Melhor classe tarifaria	Label12
Verde	Label10	Custo da melhor tarifa	Label13
Azul	Label11	Economia	Label16

Figura 12 – Cálculo do VPF

Visando aumentar o leque de possibilidades, é permitido ao usuário definir o valor do ICMS a ser utilizado e, para os casos dos consumidores das modalidades Convencional e Verde, definir o parâmetro K. Este parâmetro representa o valor resultante da divisão do valor de demanda do período de ponta pelo valor de demanda, este parâmetro é usado para o cálculo do VPF da modalidade horossazonal Azul.

Nos casos em que é aplicado o novo sistema tarifário, as bandeiras aplicadas durante o ano podem ser definidas na janela chamada “Bandeiras” que é acessada pelo botão “Bandeiras”.

8.5.6. Bandeiras

Esta etapa consiste em receber os valores das bandeiras que serão consideradas durante os períodos de medição. A Figura 13 mostra a janela correspondente a esta etapa.

The image shows a graphical user interface window titled "Dados das Bandeiras". Inside the window, there are the following elements:

- A text input field labeled "Bandeira".
- A dropdown menu labeled "Mês de operação".
- A rectangular area labeled "ListBox1", which appears to be empty.
- A button labeled "Confirmar" located below the "Bandeira" field.
- A button labeled "Voltar" located below the "Confirmar" button.
- A button labeled "Continuar" located at the bottom right of the window.

Figura 13 - Bandeiras

8.6. Aproximações de parâmetros utilizados nos cálculos dos VPF

Os parâmetros utilizados no cálculo do VPF do usuário são determinados de acordo com a modalidade escolhida na janela "Informações Básicas". Uma vez que cada modalidade utiliza certo conjunto específico de parâmetros de consumo e demanda, certas aproximações foram utilizadas para se determinar todos os parâmetros necessários para o cálculo dos VPFs de todas as modalidades tarifárias.

8.6.1. Aproximação do Consumo de Ponta e Fora de Ponta pelo Consumo

Considerando uma unidade consumidora que trabalha com a modalidade convencional binômia, é possível supor que durante o dia não exista uma grande diferença entre o consumo de ponta e o consumo fora de ponta. Sendo assim é razoável supor que o consumo no período de ponta e o consumo no período fora de ponta possam ser representados como sendo uma porcentagem do consumo usado no cálculo do VPF da modalidade convencional. Como o período de fora de ponta representa 21/24 do tempo de medição e o período de ponta representa o tempo complementar, os valores de consumo fora de ponta e de ponta podem ser calculados utilizando as Equações 22 e 23 respectivamente:

$$CF_{fp} = \frac{CF * 21}{24} \quad (22)$$

$$CF_p = \frac{CF * 3}{24} \quad (23)$$

Outro método que pode ser adotado seria pedir a estimativa do valor de consumo de ponta e aplicar a Equação (24)

$$CF_{fp} = CF - CF_p \quad (24)$$

Neste programa foi optado por utilizar as equações 22 e 23 no programa para compara o desvio gerado quando comparado com a utilização do parâmetro K aplicado para estimar o valor da demanda do período de ponta.

8.6.2. Aproximação do Consumo Usando o Consumo de Ponta e Fora de Ponta.

Indo de acordo com a definição de consumo, o consumo pode ser definido como sendo a soma dos valores de consumo de ponta e de fora de ponta. O valor de consumo total pode ser calculado usando a Equação 25:

$$CF = CF_{fp} + CF_p \quad (25)$$

8.6.3. Aproximação da Demanda de Ponta Usando o Valor de Demanda

Dentre os documentos estudados, nenhum modelo de aproximação do valor de demanda foi encontrado. Sendo assim foi optado por definir o valor de Demanda de ponta pela Equação 26.

$$DF_p = DF * K * 0,95 \quad (26)$$

Sendo K uma constante definida pelo usuário. A multiplicação do fator de 0,95 na equação se deve graças ao fato de que a aplicação da multa de ultrapassagem só ocorrer com o registro de demanda superior a 5% da demanda contratada.

Com este equacionamento encontra-se um valor de VPF menor do que o normalmente estipulado pelos métodos que desconsideram a tolerância da aplicação da multa associada à ultrapassagem da demanda contratada. Em contra partida deve se ressaltar que este é um caso idealizado onde não é considerada a chance de se ter uma demanda registrada maior que 5% da demanda contratada.

8.6.4. Aproximação da Demanda usando o valor de Demanda fora de ponta

O valor de Demanda foi aproximado como sendo igual ao valor de demanda fora de ponta aplicado nos consumidores da modalidade horossazonal azul.

$$DF = DF_{fp} * 0,95 \quad (26)$$

Esta escolha traz o mesmo risco apresentado na seção 8.6.3.

9. Validação do programa

Para comprovar a veracidade dos valores apresentados pelo programa, foi feito paralelamente o cálculo de três possibilidades de consumo. Os testes foram feitos da seguinte forma:

O primeiro teste considerou os valores usados na modalidade convencional binômica aplicando as tarifas da distribuidora Bragantina para um consumidor do subgrupo A4. Para um consumo de 15 MWh, demanda de 5kW e uma tolerância de 5% do valor da demanda, os resultados se encontram na Tabela 4 e Figura 14:

Tabela 4 – Resultado para modalidade convencional

Modalidade	VPF calculado (R\$)
Convencional	12162.12
Horossazonal verde	17681.09
Horossazonal azul	12600.21

Form5.2- Calculo para consumidores tipo A- Normal

ICMS 0.75

K 1

Bandeira Verde

Valor médio das tarifas

Convencional	12162.12	Melhor classe tarifaria	Convencional
Verde	17681.090	Custo da melhor tarifa	12162.12
Azul	12600.210	Economia	0.00

Voltar Calcular Terminar

Figura 14– Resultado para modalidade convencional

O segundo teste considerou os valores usados na modalidade horossazonal verde aplicando as tarifas da distribuidora Bragantina pra um consumidor do subgrupo A4. Para um consumo fora de ponta de 10 MWh, consumo de ponta de 5MWh e demanda de 5kW, os resultados se encontram na Tabela 5 e Figura 15:

Tabela 5 – Resultado para modalidade horossazonal verde

Modalidade	VPF calculado (R\$)
Convencional	12162.12
Horossazonal verde	28362.34
Horossazonal azul	13816.46

Form5.2- Calculo para consumidores tipo A- Normal

ICMS

K

Bandeira Verde ▾

Valor médio das tarifas

Convencional	12162.12	Melhor classe tarifaria	Convencional
Verde	28362.34	Custo da melhor tarifa	12162.12
Azul	13816.46	Economia	-16200.22

Figura 15 - Resultado para modalidade horossazonal verde

O terceiro teste considerou os valores usados na modalidade horossazonal azul aplicando as tarifas da distribuidora Bragantina pra um consumidor do subgrupo A4. Para um consumo fora de ponta de 10 MWh, consumo de ponta de 5MWh, demanda fora de ponta de 5kW demanda de ponta de 5kW, os resultados se encontram na Tabela 6 e Figura 16:

Tabela 6 - Resultado para modalidade horossazonal azul

Modalidade	VPF calculado (R\$)
Convencional	12162.12
Horossazonal verde	28362.34
Horossazonal azul	13816.46

Form5.2- Calculo para consumidores tipo A- Normal

ICMS 0.75

Bandeira Verde

Valor médio das tarifas

Convencional	12162.12	Melhor classe tarifaria	Convencional
Verde	28362.34	Custo da melhor tarifa	12162.12
Azul	13816.46	Economia	0.00

Voltar Calcular Terminar

Figura 16 - Resultado para modalidade horossazonal azul

10. Aplicações

Ainda que o programa tenha sido criado apenas para apresentar uma comparação entre os custos associados a cada modalidade, o programa também pode ser utilizado para outras finalidades.

Estudos de predição da VPF:

Caso o usuário saiba que seu padrão de consumo será alterado futuramente, (expansão dos negócios, hora extra, maquinário novo, etc.) ele pode estimar seu novo VPF e tomar as providencias necessárias para se adaptar ao novo padrão de consumo.

Estudo da variação da VPF com as bandeiras:

Um consumidor com padrões bem definidos pode estimar os valores máximos e mínimos da energia que ele deve esperar considerando a variação da aplicação das bandeiras ao longo do ano.

Estudo do custo em localidades distintas:

Caso é o estudo da criação de um centro consumidor considerando as tarifas oferecidas por distribuidoras diferentes.

Como pode ser visto as possibilidades de análises possíveis de serem feitas pelo programa são diversas. Basta apenas associar de forma sensata a aplicação dos parâmetros de entrada do programa para os casos que podem ser considerados. Deve-se ressaltar que toda aproximação tem um erro associado e que as tarifas são atualizadas anualmente.

11. Resultados

De acordo com os resultados obtidos, tem-se que o programa, ainda que simples, atende quase todos os objetivos propostos. Mesmo assim é tido que as limitações apresentadas na seção 8.2, precisam ser resolvidas para que o programa possa ter uma vida útil superior ao tempo de validade das tarifas que estão sendo utilizadas.

No que diz respeito às aproximações apresentadas na seção 8.6, nota-se que as Equações 22 e 23 não podem ser usada de forma imprudente. Como pode ser visto pelos resultados obtidos, a relação mascara os valores das modalidades verde e azul fazendo o usuário cometer erros graves para um projeto de grande. Ainda que este problema só apareça quando o usuário só tem disponível o valor da demanda e do consumo seria melhor pedir que o usuário também entre com a relação entre o consumo no período de ponta e o consumo no período fora de ponta ou a relação entre o consumo no período de ponta e o consumo total.

O programa se mostrou simples, rápido e eficiente no que ele se propõe. Permite fazer análises rápidas, tendo potencial de se tornar uma boa ferramenta no campo da auditoria energética. Entretanto para isso ele ainda precisa ser aprimorado ao ponto de ter um banco de dados facilmente atualizável e que permita ao usuário salvar e comparar os quadros por ele estudados.

12. Conclusão do trabalho

Com este trabalho pode-se concluir que a estruturação da tarifação da energia ainda esta em evolução. Baseada em conceitos bastante básicos, ela regula o comportamento dos consumidores e garante o balanço satisfatório entre os consumidores e as distribuidoras. Pode se notar que mesmo com a entrada de um novo modelo com uma filosofia um pouco diferente, a base dos cálculos e da regulamentação continuam sendo os mesmos.

Apesar das melhorias trazidas pelo novo sistema que rateia mais rapidamente os custos da energia, tem-se o estudo da tarifação da energia precisa progredir para poder fazer previsões mais seguras com relação aos custos futuros. Isso porque as tarifas vão depender da disponibilidade de água e do gerenciamento dos reservatórios, oque gera um problema probabilístico que requer novas ferramentas.

Com relação ao tipo de programa criado, conclui-se que sua simplicidade, tanto de programação como de operação, tornam o programa bastante atraente e adaptável. Seu dinamismo poderá favorecer não só o estudo da tarifação da energia elétrica, como também a disseminação de um conhecimento detido por poucos e ignorado por muitos.

Finalmente, tem-se que este trabalho apresenta de forma bastante simples algumas das características, necessidades e problemas relacionados ao modelo de tarifação da energética elétrica que é aplicado no Brasil.

13. Referências Bibliográficas

- [1] “MONITORAMENTO DE PARÂMETROS ELÉTRICOS SIGNIFICATIVOS - USP SÃO CARLOS”; Programa de Uso Racional De Energia e Fontes Alternativas, 2010.
- [2] SASSI.P.M, LEITE.A.F, CARMEIS.D.W, CARVALHO.C.B, REZENDE.M.R, RAMOS.D.S, JANNUZZI.G.M, “Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para Fornecimentos Interruptivos de Energia Elétrica”; Relatório Final. 2002
- [3] MARQUES.M.C.S, HADDAD.J, MARTINS.A.R.S, “Conservação de Energia. Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações”, 2006.
- [4] “Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição”; Submódulo 7.1; Procedimentos de Regulação Tarifária: 2011, Brasil, 2011.
- [5] Lei nº 9.4287, Brasil, 1996.
- [6] Resolução normativa nº414, ANEEL, 2010,
- [7] “Manuais Elektro de Eficiência Energética. Segmento Industrial”, Elektro - Eletricidade e Serviços S.A ,
- [8] Decreto nº62.724, Brasil,1968.
- [9] Vieira Junior.J.C, SEL0437 - Eficiência Energética, 2012,
- [10] “Balanço Energético Nacional”, Ministério de Minas e Energia, 2012.
- [11] “Consolidação da Carga para o par 2008-2010”, ONS, 2007
- [12] “Manual do Cliente Horossazonal”, Escelsa, 2004.
- [13] “Balanço Energético Nacional”, Ministério de Minas e Energia, 2007.
- [14] Nota Técnica nº 361/2010-SRE/SRD/ANEEL, 2010.
- [15] Nota Técnica nº311/2011-SRE/SRD/ANEEL, 2011.
- [16] Resolução Normativa nº 502, ANEEL, 2012.
- [17] Resolução Homologatória nº 1.336, ANEEL, 2012.
- [18] Resolução Homologatória nº 1.072, ANEEL, 2010.

- .
- [19] Resolução Homologatória nº 1.106, ANEEL, 2011.
 - [20] Resolução Homologatória nº 1.107, ANEEL, 2011.
 - [21] Resolução Homologatória nº 1.109, ANEEL, 2011.
 - [22] Resolução Homologatória nº 1.271, ANEEL, 2012.
 - [23] Resolução Homologatória nº 1.075, ANEEL, 2010.
 - [24] Resolução Homologatória nº 1.108, ANEEL, 2011.
 - [25] Resolução Homologatória nº 1.111, ANEEL, 2011.
 - [26] Resolução Homologatória nº 1.289, ANEEL, 2012.
 - [27] Resolução Homologatória nº 1.288, ANEEL, 2012.
 - [28] Resolução Homologatória nº 1.319, ANEEL, 2012.
 - [29] Resolução Homologatória nº 1.286, ANEEL, 2012.
 - [30] Resolução Homologatória nº 1.287, ANEEL, 2012.
 - [31] BMIS 208, “Application Programming”, Aulas online, Liberty University.