

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

JOSÉ ANTONIO DOMICIANO

UM MODELO DE DEFINIÇÃO DE TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
BASEADA NO CUSTO MARGINAL: ESTUDO DE CASO NA CERON

FLORIANÓPOLIS
2002

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

JOSÉ ANTONIO DOMICIANO

**UM MODELO DE DEFINIÇÃO DE TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA
BASEADA NO CUSTO MARGINAL: ESTUDO DE CASO NA CERON**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Área: Gestão de Negócios

Orientador: Edvaldo Alves de Santana

FLORIANÓPOLIS
2002

JOSÉ ANTONIO DOMICIANO

UM MODELO DE DEFINIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADA NO
CUSTO MARGINAL: ESTUDO DE CASO NA CERON

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

Prof. José Pacheco Paladini, Dr.
Coordenador

Banca Examinadora:

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Dr.
Orientador

Prof. Pedro Paulo Brandão Bramont, Dr.

Prof. Paulo Roberto Cavalcanti de Souza, Dr.

Ficha Catalográfica

DOMICIANO, José Antonio.

Um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal: Estudo de caso na CERON. Florianópolis, UFSC, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, 2002.

xi, 91 p.

Dissertação: Mestrado em Engenharia de Produção (Área: Gestão de Negócios)

Orientador: Edvaldo Alves de Santana

1. Aprimoramento 2. Justiça 3. Princípios

I. Universidade Federal de Santa Catarina

II. Título

A todas aquelas pessoas que transformam suas idéias e sonhos em projetos reais, ajudando a construir uma sociedade melhor.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Edvaldo Alves de Santana, pela orientação e oportunidade de aprofundamento em temas de relevância para o desenvolvimento profissional.

Ao Professor Pedro Paulo Bramont, pelo incentivo e acompanhamento deste trabalho.

Ao Professor Idone Bringhenti, pela valiosa ajuda metodológica.

Ao Professor Paulo Roberto Cavalcanti de Souza, pelos comentários enriquecedores.

Ao Professor André Luís e José Orlando Leite - ELETROSUL, pelo apoio na discussão da pesquisa.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, pela oportunidade de realização do mestrado.

À CERON pela oportunidade e confiança.

À ELETRONORTE que cedeu espaço para a realização dos encontros por videoconferência.

Aos amigos Bruno Carrara, Edmilson Cursino, Geraldo Bezerra, Muttuthamby Thiagarajah, Neil Aldem e Neusa Antunes, que colaboraram para o enriquecimento deste trabalho.

À minha querida mãe, Ida.

À Gisélia, minha esposa e companheira, e aos amados filhos, Tarcísio e Júlia.

E a todos aqueles que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho.

Nada mais parecido com um conservador do que um liberal no poder.
Rui Barbosa

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	x
LISTA DE TABELAS E QUADROS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS	xii
RESUMO.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
1 - INTRODUÇÃO.....	15
1.1 - PROBLEMA E JUSTIFICATIVA.....	15
1.2 - OBJETIVO.....	16
1.3 - DEFINIÇÕES.....	16
1.4 - MATERIAIS E MÉTODOS	16
1.5 - ESTRUTURA	17
2 - REVISÃO DA LITERATURA E FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	18
2.1 - NÍVEL TARIFÁRIO	18
2.2 - ESTRUTURA TARIFÁRIA	18
2.3 - TIPOS DE ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	19
2.3.1 - EXEMPLOS DE MODALIDADES DE ESTRUTURA TARIFÁRIA	20
2.3.1.1 - TARIFA MONÔMIA.....	20
2.3.1.2 - TARIFAS BINÔMIAS.....	21
2.3.1.3 - TARIFAS HORO-SAZONAIS	21
2.3.1.4 – TARIFAS EM BLOCO	21
2.3.1.5 - TARIFAS INTERRUPTÍVEIS	21
2.3.1.6 - TARIFAS EM FUNÇÃO DO TEMPO DE UTILIZAÇÃO	22
2.3.1.7 - TARIFAS VARIÁVEIS EM FUNÇÃO DO PREÇO DO PRODUTO	22
2.3.1.8 - TARIFAS INSTANTÂNEAS	23

2.4 - HISTÓRICO	23
2.5 - CONTEXTO EM QUE SE INSERE A ESTRUTURA TARIFÁRIA DA CERON	32
2.5.1 - CRITÉRIOS PARA REAJUSTE E REVISÃO DAS TARIFAS	33
2.5.2 - MECANISMO QUE REFLETE A PERCEPÇÃO ACERCA DO RISCO DAS EMPRESAS	35
3. - MODELO	39
3.1 - PROCESSO DE DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS INTEGRADAS	39
3.1.1 - CARACTERIZAÇÃO DA CARGA	39
3.1.2 - CUSTOS	43
3.1.2.1 - CUSTOS DE GERAÇÃO	43
3.1.2.2 - CUSTOS DAS REDES DE SUBTRANSMISSÃO	44
3.1.2.3 - CUSTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO	45
3.1.2.4 - CUSTOS ASSOCIADOS AOS CONSUMIDORES	45
3.1.3 - CUSTOS DO SISTEMA DESAGREGADO	45
3.1.3.1 - CUSTOS MARGINAIS DE POTÊNCIA OU CAPACIDADE	45
3.1.3.2 - CUSTOS MARGINAIS DE ENERGIA	48
3.1.3.3 - CUSTO MARGINAL TOTAL	50
3.1.4 - TARIFAS DE REFERÊNCIAS	51
3.1.4.1 - PASSAGEM DOS CUSTOS ÀS TARIFAS DE REFERÊNCIAS	51
3.1.4.2 - CONSTRUÇÃO DAS TARIFAS DA CERON	52
4 - APLICAÇÃO – CASO NA CERON	56
4.1 - CONSTRUÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS SUBGRUPO A4 DA CERON	56
4.2 - CONSTRUÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS DO SUBGRUPO A3 DA CERON	69
4.3 - CONSTRUÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS DA BAIXA TENSÃO DA CERON	72
4.3.1 - CLASSE RESIDENCIAL	72
4.3.2 - CLASSE RURAL	74
4.3.3 - CLASSE INDUSTRIAL	76
4.3.4 - CLASSE COMERCIAL	78
4.4. - ANÁLISE	80
5. - CONCLUSÕES	85
ANEXO	87
REFERÊNCIAS	89

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Formação do preço final.....	20
Figura 2.2. – $\text{kW} \times \text{tempo} \times \text{R\$}$	20
Figura 2.3 – $\text{kW} \times \text{tempo} \times \text{R\$} + \text{kW} \times \text{R\$}$	21
Figura 2.4 – Fator de carga máxima	22
Figura 2.5 – Tarifas variáveis	23
Figura 2.6 – Retorno esperado de um ativo de risco	36
Figura 2.7 – Mecanismo de reajuste e revisão tarifária	37
Figura 3.1 – Processo da construção da tarifa integrada	40
Figura 3.2 – Fluxo de energia e participação.....	42
Figura 3.3 – Fator de coincidência	43
Figura 3.4 – Responsabilidade de potência	47
Figura 3.5 – Responsabilidade de energia	49
Figura 3.6 – Custo marginal de um fornecimento	51
Figura 3.7 – Custos totais em um mesmo nível de atendimento	52
Figura 3.8 – Deslocamento dos custos	53
Figura 3.9 – Situação de custo de demanda negativa	53
Figura 3.10 – Retas de modalidades tarifárias.....	54
Figura 3.11 – Modalidades tarifárias em função do consumidor tipo	54
Figura 4.1 – Diagrama de fluxo de carga	57
Figura 4.2 – Custos totais na ponta – subgrupo A4.....	64
Figura 4.3 – Custos totais fora da ponta – subgrupo A4	65
Figura 4.4 – Retas tarifárias da ponta- subgrupo A4.....	68
Figura 4.5 – Retas tarifárias de fora da ponta – subgrupo A4	68
Figura 4.6 – Reta tarifária da ponta – subgrupo A3	70
Figura 4.7 – Reta tarifária fora da ponta – subgrupo A3.....	71
Figura 4.8 – Reta tarifária da ponta – subgrupo residencial	72
Figura 4.9 – Reta tarifária fora de ponta – residencial	73
Figura 4.10 – Reta tarifária da ponta – subgrupo rural.....	74
Figura 4.11 – Reta tarifária fora da ponta – subgrupo rural	75
Figura 4.12 – Reta tarifária da ponta – subgrupo industrial	76
Figura 4.13 – Reta tarifária fora da ponta – subgrupo industrial	77
Figura 4.14 – Reta tarifária da ponta – subgrupo comercial.....	78
Figura 4.15 – Reta tarifária fora da ponta – subgrupo comercial	79

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 2.1 – Indicadores setoriais 1967 a 1979.....	26
Tabela 2.2 – Indicadores setoriais 1980 a 2000.....	26
Tabela 2.3 – Comparação das taxas de juros.....	28
Tabela 2.4 – Tarifa média por classe de consumo no Brasil 1995 - 2001.....	32
Tabela 4.1 – Mercado do subgrupo A4.....	59
Tabela 4.2 – Custos marginais do subgrupo A4.....	60
Tabela 4.3 – Receita marginal do subgrupo A4.....	61
Tabela 4.4 – Horas de utilização da ponta e custos totais do subgrupo A4.....	62
Tabela 4.5 – Horas de utilização fora da ponta e custos totais do subgrupo A4.....	63
Tabela 4.6 – Tarifas em nível do custo marginal horo-sazonal sem ajustes – A4.....	66
Tabela 4.7 – Tarifas horo-sazonais ajustadas à receita da época – A4.....	66
Tabela 4.8 – Tarifas horo-sazonais de referência – A4.....	66
Tabela 4.9 – Faturamento em cada modalidade tarifária – subgrupo A4.....	67
Tabela 4.10 – Tarifas horo-sazonais ajustadas à receita da época – A3.....	71
Tabela 4.11 – Tarifas horo-sazonais de referência – A3.....	71
Tabela 4.12 – Tarifas horo-sazonais ajustadas à receita da época – B1.....	73
Tabela 4.13 – Tarifas horo-sazonais de referência – B1.....	73
Tabela 4.14 – Tarifas horo-sazonais ajustadas à receita da época – B2.....	75
Tabela 4.15 – Tarifas horo-sazonais de referência – B2.....	75
Tabela 4.16 – Tarifas horo-sazonais ajustadas à receita da época – B3 industrial.....	77
Tabela 4.17 – Tarifas horo-sazonais de referência – B3 industrial.....	77
Tabela 4.18 – Tarifas horo-sazonais ajustadas à receita da época – B3 comercial.....	79
Tabela 4.19 – Tarifas horo-sazonais de referência – B3 comercial.....	80
Tabela 4.20 – Receita homologada e receita autorizada.....	80
Tabela 4.21 – Tarifas convencionais homologadas, de referência e de aplicação.....	82
Tabela 4.22 – Variação percentual das tarifas convencionais.....	83
Tabela 4.23 – Comparação entre receitas.....	83
Tabela 4.24 – Comparação entre receitas (%).....	84
Tabela 4.25 – Variação % das tarifas horo – sazonais.....	84
Quadro 2.1 – Perfil do investimento do setor elétrico.....	28
Quadro 2.2 – Estrutura tarifária da CERON.....	33
Quadro 2.3 – Tarifa emergencial –auto produtor: resolução nº 468/00 ANEEL.....	32
Quadro 2.4 – Descontos percentuais – resolução nº 468/00 ANEEL.....	34
Quadro 4.1 – Curvas de cargas do subgrupo A4.....	69
Quadro A.1 – Tarifas de aplicação horo - sazonais.....	87
Quadro A.2 – Tarifas em nível do custo marginal horo-sazonal, sem ajustes.....	87
Quadro A.3 – Estágios para a construção das tarifas horo-sazonais.....	88

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

CERON	–	Centrais Elétricas de Rondônia S.A
COFINS	–	Contribuição para financiamento da seguridade social
BIRD	–	Banco Mundial
DIEESE	–	Departamento intersindical de estatística e estudos sócio
DNAEE	–	Departamento de Água e Energia Elétrica
IGPM	–	Índice geral de preços do mercado
ELETROBRÁS	–	Centrais Elétricas do Brasil S.A
LIBOR	–	London Interbank Offer Rate
LIGHT	–	Light serviços de eletricidade S.A
MME	–	Ministério das Minas e Energia
PIS	–	Contribuição ao programa da integração social
PND	–	Plano Nacional de Desenvolvimento
IUEE	–	Imposto único sobre a energia elétrica
RGG	–	Reserva Geral de Garantia
RGR	–	Reserva Global de reversão
TUSD	–	Tarifas de uso dos sistema de distribuição

RESUMO

Introdução. O atual ambiente competitivo do setor elétrico requer que empresas como a CERON tenham conhecimento e maiores condições de propor tarifas que dão uma correta sinalização aos consumidores.

Objetivo. Assim, busca-se avaliar um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal mediante um estudo de caso na CERON.

Método. Desenvolve-se uma investigação de um modelo de definição de tarifas de energia elétrica baseada no custo marginal a partir do estudo de caso na CERON, em seguida analisa-se sua estrutura tarifária.

Resultados. Com a aplicação do modelo de sinalização tarifária, pode-se mensurar o grau de afastamento das tarifas, propor novas modalidades tarifárias alternativas que oferecem condições para refletir de forma mais real os custos impostos pelos clientes que formam os subgrupos tarifários da CERON. Oferece, com os resultados finais, parâmetros para se traçar importantes estratégias para a empresa.

Conclusão. O modelo dá condições de se identificar e quantificar os subsídios dentro da estrutura tarifária. É uma base a qual se permite criar alternativas para solucionar as distorções tarifárias. Permite um melhor conhecimento de quais categorias de consumo poderão ser mais vulneráveis aos apelos de uma futura concorrente, pois consumidores livres tenderão a buscar empresas com tarifas que reflitam realmente seus custos.

ABSTRACT

Introduction. The present competition circumstances (ambient) require enterprises (companies or undertakings) like CERON to have understanding of all conditions to propose tariffs which give correct signal to the consumers.

Objective. Thus, search for valuations of model to define the tariff of electric energy based on marginal cost through a study in case of CERON.

Method. Develop an investigation of a model of definition of tariffs of electric energy based on marginal costs to start the study in case of CERON and followed by analysis of its tariff structure.

Results. With application of the signal (sign or indication) of tariffs, can measure the degree of separation of tariffs and to propose new modalities of alternate tariffs which offer conditions to reflect the real form of costs imposed by clients who form subgroups of tariffs of CERON. With final results, it offers parameters to trace (seek) important strategy for the company.

Conclusion: The model gives conditions to identify and quantify of subsidies inside the tariff structure. It is a base which permits to create alternatives to resolve tariff distortions. It permits to have a better understanding which category (class) of consumers who are free will try to seek companies with tariffs which reflect really its costs.

1. INTRODUÇÃO

1.1. PROBLEMA E JUSTIFICATIVA

Os níveis das tarifas das empresas concessionárias de energia elétrica geralmente são definidos considerando além do equilíbrio financeiro destas, os aspectos legais e as políticas do governo.

São importantes limitações para a determinação destes níveis, a renda dos consumidores e a influência das tarifas elétricas nos custos de produção, pois, nos setores produtivos, os gastos com energia elétrica variam diretamente em função de suas tarifas e afetam de forma distinta os custos de produção nos diversos setores da economia.

Ao se determinar a estrutura tarifária com base no custo marginal, aspectos sociais e outros, inicialmente não são levados em consideração, fazendo com que surja uma estrutura tarifária que se aplicada poderá causar impacto na sociedade. Este critério entretanto, apesar dos impactos, é mais justo sob o ponto de vista de sinalizar para cada cliente o quanto realmente ele custa para a empresa, além de que, numa possível inserção da CERON no mercado competitivo de energia elétrica, uma sinalização tarifária errada poderá trazer grandes conseqüências financeiras.

Há entretanto dois fatores que fazem objeção a um modelo competitivo onde as regras de preços são baseadas no custo marginal: primeiro é que sua correta aplicação requer a identificação satisfatória das funções de demanda, o que nem sempre é fácil ou mesmo viável; em segundo lugar, é que julgamentos e ajustes de diversas naturezas podem vir a ser necessários para adequar a regra à realidade, retirando-lhe aos poucos sua retidão.

A partir do momento em que a estrutura tarifária deixa de refletir a diferença de custos relacionados ao fornecimento de energia a cada tipo de consumidor, tem-se o que se denomina “subsídios cruzados”.

Devido à difícil administração de uma política de transferência direta de renda, historicamente utilizou-se tarifas subsidiadas para os serviços públicos com objetivos redistributivos. Isto é justificado com argumentos de natureza política ou de justiça social.

Quanto mais baixos forem os níveis de renda da população pobre mais convincentes se tornam.

Neste contexto, avaliando-se a estrutura tarifária da CERON verifica-se que ela não reflete uma justa participação das classes de consumo na formação da receita da concessionária.

É, portanto, válido e muito importante o mecanismo da definição tarifária com base no custo marginal pois oferece parâmetros para análise inicial com objetivo de se buscar justiça nas questões ligadas à responsabilidade dos agentes do setor elétrico, além de ser um referencial de onde pode-se buscar formas de minimizar os impactos por parte da concessionária e da sociedade, em um novo ambiente regulado.

Por isso, busca-se nessa dissertação avaliar um modelo tarifário e as questões que envolvem sua implantação.

1.2. OBJETIVO

Avaliar um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseado no custo marginal mediante um estudo de caso na CERON.

1.3. DEFINIÇÕES

Tarifa é o valor a ser cobrado pela prestação de determinados serviços.

Custo marginal corresponde ao aumento do custo total decorrente da produção de mais uma unidade. É o custo extra necessário para a produção de uma unidade adicional. (Holanda, 1980, p.301)

1.4. MATERIAIS E MÉTODOS

O método adotado neste trabalho se alicerça na investigação de um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal. Utiliza-se de observações quantitativas e qualitativas dentro de uma lógica contextualista em que a abordagem se caracteriza pela busca de uma clara descrição do processo sob análise, dentro de uma perspectiva histórica, para formar uma base de conhecimento que permita solucionar o problema a que se propõe; ou seja, desenvolver um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal através de um estudo de caso na CERON.

Com as novas diretrizes traçadas para o setor elétrico brasileiro, a CERON, concessionária de serviço público de energia elétrica, empresa de economia mista, sociedade por ações que tem como acionista controlador a Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS, começou a direcionar suas atividades principalmente para as áreas de distribuição e comercialização de energia elétrica.

Assim, apesar de não fazer parte do sistema elétrico brasileiro interligado, iniciou um trabalho para atender as novas exigências relativas à questão de tarifa de fornecimento.

Buscou definir as modalidades tarifárias e níveis tarifários que seriam adequadas ao mercado de energia de Rondônia e que gradualmente poderão ser implementados.

O trabalho teve como premissa manter o mesmo nível de receitas das tarifas de fornecimento vigentes na época, ou seja, as receitas geradas pelas tarifas homologadas

pela resolução nº 468/00 – ANEEL, para depois ajustá-las a uma receita chamada autorizada.

A relação entre os preços de cada nível de tensão foi definida a partir dos custos marginais de uso do sistema de distribuição, a partir do barramento de 138 kV, passando por cada nível de fornecimento.

Levou-se em consideração os custos devidos às perdas relacionadas com as compras de energia e potência de geração e os custos de comercialização da CERON.

Definiu-se o diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico da CERON, no dia de maior carga. Pode-se assim obter as proporções de fluxos nos níveis quando se solicita 1 kW em cada nível de tensão.

Estas proporções serviram de base para definição dos respectivos custos de desenvolvimento de cada nível. Utilizou-se os métodos da lei da quantidade de obras – LQO's e custo incremental de longo prazo – CIMLP para determinar os custos marginais de expansão. Pode-se obter os custos equivalentes de cada nível.

Com o estudo da caracterização da carga, ou seja, identificação do comportamento do sistema elétrico e clientes, pode-se definir as tarifas em nível do custo marginal que são obtidas através de um processo de aproximação dos custos marginais de fornecimento típico às tarifas binômias.

A seguir, levando-se em consideração o fato de que as tarifas propostas têm que gerar no mínimo a mesma receita das tarifas vigente, fizeram-se ajustes necessários.

Propôs-se então uma estrutura de tarifas com novas modalidades, chamadas de tarifas de aplicação, onde se incluem as tarifas horo-sazonais, a serem implementadas no mercado da CERON.

A proposta do novo modelo tarifário da CERON, objeto deste estudo de caso, iniciou-se no ano de 1.999 com a campanha de medidas.

1.5. ESTRUTURA

Após este capítulo introdutório, o Capítulo 2 faz o resumo de algumas modalidades de tarifas e apresenta fatos históricos do setor elétrico que mostram a evolução dentro de um contexto em que se insere a estrutura tarifária da CERON.

No Capítulo 3 descreve-se um modelo que tem como base os custos marginais, de onde se desenvolveu uma proposta tarifária para a CERON.

No Capítulo 4 apresenta-se a aplicação do modelo e se faz uma análise a partir dos resultados obtidos com a construção do modelo tarifário proposto para a CERON.

No Capítulo 5 apresenta-se as conclusões. Por fim, colocam-se as Referências e os Anexos.

2. REVISÃO DA LITERATURA E FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo define nível, estrutura e tipos de estrutura tarifária; se faz o resumo de algumas modalidades destas, em seguida apresenta-se ocorrências históricas do setor elétrico que permitem, dentro do contexto, inserir a estrutura da CERON; e por fim, mostra as tarifas homologada pela ANEEL que foram utilizadas como referência para se propor um modelo de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal.

2.1 – NÍVEL TARIFÁRIO

O nível tarifário é o valor geral dos preços, onde preço médio é o parâmetro que define o nível das tarifas que por sua vez define o volume total de receita.

Os níveis das tarifas das empresas concessionárias geralmente são definidos considerando, além do equilíbrio financeiro destas, os aspectos legais e as políticas do governo.

São importantes limitações para a determinação do nível das tarifas, a renda dos consumidores e a influência destas nos custos de produção.

Nos setores produtivos, os gastos com energia elétrica variam diretamente em função de suas tarifas e afetam de forma distinta os custos de produção nos diversos setores da economia.

É usual que o nível tarifário seja determinado levando em conta o requisito de receita e a demanda prevista.

A partir daí se define estrutura tarifária de energia elétrica.

2.2 – ESTRUTURA TARIFÁRIA

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas (lista de preço) aplicáveis a componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência de acordo com a modalidade de fornecimento. Busca refletir as diferenças de custos relacionados ao fornecimento de energia a cada tipo de consumidor.

Define a relatividade dos preços. A estrutura compreende a diferenciação das tarifas, segundo os componentes de consumo e demanda, nível de tensão de fornecimento, classe de consumo, estação do ano, período do dia, localização do consumidor etc. (Bitu, 1993).

As tarifas de energia elétrica não têm um mesmo valor para todos os consumidores. Elas se diferenciam entre grupos tarifários, de acordo com a tensão de fornecimento, o momento do consumo, o tipo de tarifa e a classe do consumidor.

Como exemplo de grupo tarifário pode-se citar o grupo “A” que é um grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 82 da resolução n.º 456, de 2000 - ANEEL. É subdividido nos subgrupos: A1, A2, A3, A3a etc.

Outro exemplo é o grupo “B” que é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, nos termos definidos da resolução n.º 456 - ANEEL, de 2000. É subdividido nos subgrupos: B1, classe residencial, B1, classe residencial baixa renda, B2 etc.

2.3 - TIPOS DE ESTRUTURA TARIFÁRIA

As tarifas de energia elétrica podem ser estruturadas e diferenciadas de muitas formas.

Teoricamente poderia ser definida uma tarifa para cada consumidor, porém dificuldades de diversas naturezas como por exemplo as restrições de comercialização, sistema de medição e cobrança etc, limitam o grau de aprimoramento da estrutura tarifária.

O consumidor paga um preço final que inclui além das tarifas, as taxas¹ ou encargos, as contribuições² e os impostos³ que são tributos, ou seja, pagamentos obrigatórios que não representam uma punição por ato ilícito e que devem ser previstos em lei.

As taxas ou encargos independem da quantidade consumida de energia e estão relacionados com as despesas de atendimento as unidades de consumo. Estão relacionadas aos custos associados ao atendimento dos consumidores, diretamente às unidades de consumo.

Pode-se citar como exemplo de taxas: a RGR – reserva global de reversão, a taxa de fiscalização da ANEEL e os pagamentos às transmissoras pelo aluguel dos sistemas de conexão de uso exclusivo da distribuidora

Existem taxas especiais como aquelas relacionadas com o consumo adicional de combustíveis nas usinas térmicas. As taxas permitem repassar rapidamente ao consumidor aumentos imprevistos nos custos.

Agora, como exemplo de contribuição, cita-se o PIS – contribuição ao programa da integração social. Custeia, entre outros, o seguro desemprego da União Federal.

¹ Taxas – De acordo com o artigo 145, alínea II da Constituição, só podem ser cobradas em razão do exercício de poder de polícia ou pela utilização, efetiva ou potencial, de serviços públicos específicos e divisíveis, prestados aos contribuintes ou postos à sua disposição.

² A contribuição é um tipo de tributo que têm uma destinação específica.

³ Imposto não pode ter sua arrecadação com destino específico.

Outro exemplo é o CONFINS – contribuição para financiamento da seguridade social. Destina-se exclusivamente a seguridade social.

Já os impostos estão relacionados à política tributária nacional e/ou regional, às vezes vinculados aos serviços de eletricidade.

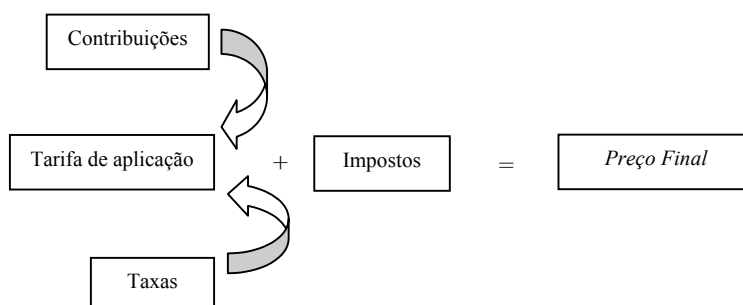
Como exemplo de imposto, cita-se o ICMS – imposto sobre circulação de mercadorias e serviços. É um tributo estadual. Os tributaristas consideram esse imposto um dos mais complexos e de difícil operacionalização.

Registra-se que além dos impostos, taxas e contribuições, também são destacados como tributos, caso necessário, o empréstimo compulsório.

O preço final de fornecimento pago pelo cliente é a composição da tarifa, contribuições, taxas, com impostos como o ICMS.

Pode-se dizer que tarifa é o valor a ser cobrado pela prestação de determinados serviços.

Figura 2.1 - Formação do preço Final



O preço final se forma a partir da composição da tarifa com a tributação calculada a partir de métodos que fogem do escopo deste trabalho.

Ao se considerar no cálculo das tarifas, além dos aspectos econômicos e financeiros, outros de natureza política, social, operacional, além dos ajustes relativos a práticas de comercialização, medição, cobrança etc, tem-se uma tarifa integrada.

2.3.1 - EXEMPLOS DE MODALIDADES DE ESTRUTURA TARIFÁRIA

2.3.1.1 - TARIFA MONÔMIA

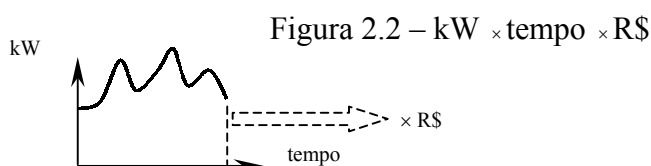


Figura 2.2 – kW × tempo × R\$

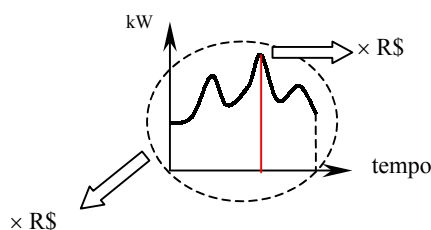
É a forma mais comum de estrutura tarifária que contempla somente o uso de um preço para energia consumida (kWh) ao longo de um período de tempo, normalmente, um mês.

2.3.1.2 - TARIFAS BINÔMIAS

Este tipo de tarifa apresenta um componente de energia e outro de potência.

A forma mais utilizada é aquela que considera o faturamento separado do consumo de energia e da demanda de potência máxima. Deve-se observar que o consumidor, caso sua máxima potência não seja observada no período da ponta do sistema, pode ser penalizado com uma tarifa incoerente com os custos que impõe ao sistema.

Figura 2.3 – $\text{kW} \times \text{tempo} \times \text{R\$} + \text{kW} \times \text{R\$}$



2.3.1.3 - TARIFAS HORO-SAZONAIS

Quando a medição de energia e potência é registrada em uma seqüência de períodos mais curtos, é possível aplicar uma tarifa diferenciada segundo o momento da utilização. Horo porque são diferenciadas segundo as horas do dia (na ponta e fora da ponta, por exemplo), sazonais porque são diferenciadas também segundo as estações do ano (período úmido e período seco, por exemplo).

2.3.1.4 – TARIFAS EM BLOCO

Aquelas na qual o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido.

É usada geralmente para beneficiar os consumidores de baixa renda quando tem preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo. Nesta situação, pode ser chamada de tarifa crescente em blocos ou tarifa progressiva.

2.3.1.5 - TARIFAS INTERRUPTÍVEIS

Essas tarifas, chamadas também de tarifas para disponibilidade eventual de energia, são uma forma extrema de tarifação diferenciadas em que o consumidor concorda em ser

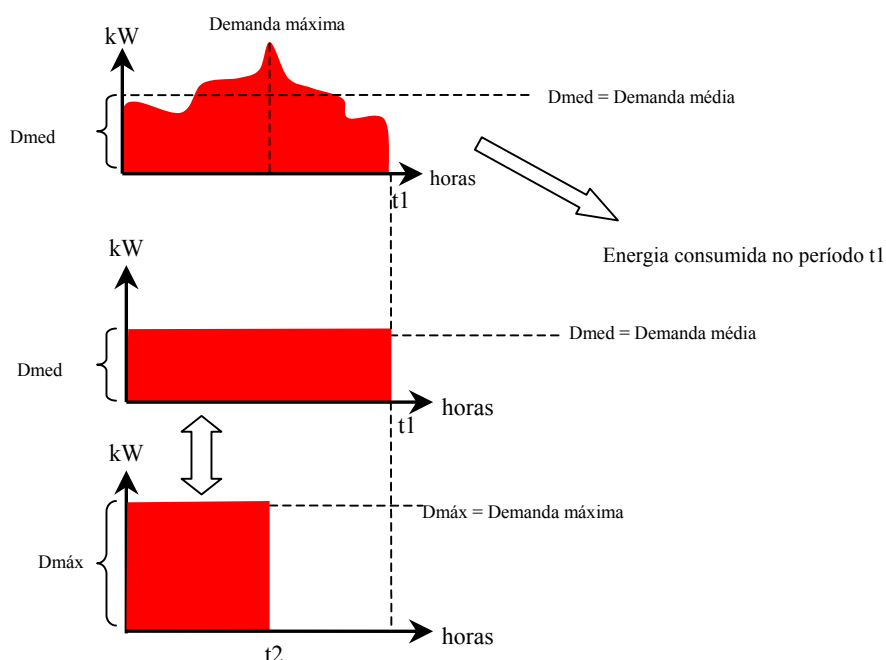
desconectado sempre que exista dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária. Podem ser monômias ou binômias.

2.3.1.6 - TARIFAS EM FUNÇÃO DO TEMPO DE UTILIZAÇÃO

Essas tarifas são determinadas em função do tempo de utilização dos consumidores, ou seja, em função de seu fator de carga (relação entre demanda média e a demanda máxima). Podem ser classificadas em tarifas de curta, média e longa utilização, as quais variam em função dos custos respectivos em cada período.

O tempo de utilização também pode ser definido como sendo o número de horas de uso da potência máxima que o consumidor necessitaria para produzir o seu consumo num período determinado, por exemplo, consumo anual, ou consumo por posto tarifário.

Figura 2.4 – Fator de carga máxima



t_2 = tempo necessário para se consumir a mesma energia utilizando-se a demanda máxima

2.3.1.7 - TARIFAS VARIÁVEIS EM FUNÇÃO DO PREÇO DO PRODUTO

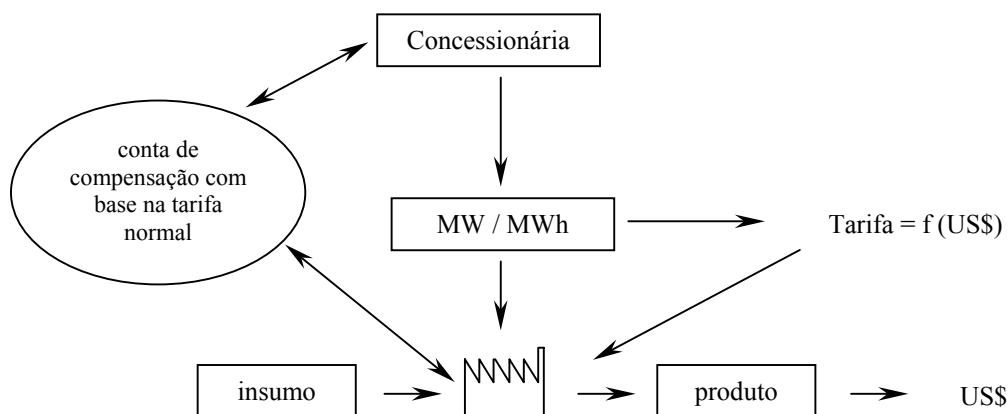
Essas tarifas consideram os custos de fornecimento e o preço dos produtos finais dos consumidores. São destinadas aos consumidores eletrointensivos e são vinculadas à comercialização de grandes blocos de energia.

Permitem viabilizar a produção de certos consumidores eletrointensivos de forma competitiva. Apresentam-se em duas formas, com diferimento (adiamento) e sem diferimento.

As tarifas com diferimento guardam neutralidade entre o consumidor e a empresa concessionária. Esse diferimento é realizado através de uma conta de compensação. O

consumidor paga uma tarifa em função do preço internacional de seu produto, sendo feita uma compensação com base na tarifa normal, para posterior acerto de contas entre o consumidor e o concessionário.

Figura 2.5 – Tarifas variáveis com deferimento



2.3.1.8 - TARIFAS INSTANTÂNEAS

Também chamadas de tarifas spot, são aquelas cujos valores variam em períodos curtos de tempo. São definidas a partir dos custos marginais de curto prazo e geralmente usadas para estimular a utilização de sobras eventuais.

São freqüentemente resultantes da livre comercialização de energia entre empresas ou países.

2.4 - HISTÓRICO

Apresenta-se a seguir um histórico quanto às questões ligadas à tarifa.

Em 10 de julho de 1934, o presidente Getúlio Vargas assinou o decreto 26.234, promulgando o código de águas, que regulamentou o setor de águas e energia elétrica (Dias, 1988).

O código atribuía ao poder público o controle sobre as concessionárias de energia elétrica.

A LIGHT, na época, foi acusada de auferir grandes lucros via tarifa, além de transferir capitais ao exterior (Borenstein p.72, 1996).

O presidente Getúlio Vargas, em seu governo constitucional (1951-1954), encaminhou ao Congresso Nacional o plano que criava o imposto único sobre a energia elétrica (IUEE), que visava financiar a expansão do sistema elétrico; o plano nacional de eletrificação; e também o projeto de criação da empresa Centrais Elétricas do Brasil S.A (ELETROBRÁS).

A aprovação do projeto da Eletrobrás se deu no governo Jânio Quadros, em 1961 (Dias, 1988).

Para Borenstein (1999):

“O setor elétrico brasileiro organizou-se a partir da década de 60, com a constituição da ELETROBRÁS.(...)Até o término da década de 70 grandes obras de geração, transmissão e distribuição foram realizadas, interligando-se os diversos sistemas isolados, atendendo com energia a maior parte do país. Este modelo constitucional surgiu dentro da concepção do Estado como responsável pelo fornecimento de infraestrutura para o desenvolvimento econômico, em especial da indústria.”

O setor privado atuaria naqueles setores não cobertos pelo Estado (Medeiros, 1993).

A estrutura tarifária do setor elétrico foi concebida em meados da década de 1960, com a interferência estatal, e visava a cobertura dos custos de fornecimento de energia, assim como possibilitar a expansão do sistema elétrico (Borenstein, 1996, p. 94).

Segundo Souza (2002, p.72), as tarifas eram fixadas pelo órgão regulador (MME) com base nos custos do serviço com remuneração garantida, como percentagem sobre o custo histórico, mas os investimentos de expansão eram financiados com um imposto sobre o consumo de energia.

A crescente industrialização e urbanização do país que gerou o aumento da demanda de energia, porém não atendida, contribuiu decisivamente para essa concepção.

No período 1965 a 1975 as tarifas estabeleceram-se de acordo com este entendimento (Almeida, 1993; Rodrigues, 1994).

Em 1965, o Ministério de Minas e Energia, através do decreto nº57.297, definiu que o planejamento da geração, transmissão e distribuição de energia, para os diversos mercados consumidores, seria responsabilidade da Eletrobrás.

Na década de 1970, adotou-se no país o regime de equalização tarifária que consistia na adoção de uma mesma tarifa em todo território, associada a um sistema de subsídio inter-regional como estímulo ao desenvolvimento energético de certas regiões do país.

Em 1976 a inflação atinge o patamar de 40% a.a (DIEESE, 1998).

Segundo Borenstein (1996, p. 78), com o aumento do preço do petróleo em 1973 e a indicação do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND) com relação a necessidade de mudança na matriz energética do país, poderiam ter sido feitos reajustes das tarifas de energia elétrica que permitiriam, assim, a capitalização interna do setor elétrico que além de atender a acelerada expansão do sistema elétrico, necessária à substituição energética do petróleo, manteria um nível de crescimento da atividade econômica compatível com o período de 1968 -1973 onde o PIB havia crescido 11,5 % a.a.

Como o governo contava com a grande liquidez do mercado financeiro internacional, optou por restringir tarifas, visando o controle da inflação e financiar a expansão via empréstimos no exterior.

A partir de 1974, criou-se o mecanismo chamado Reserva Geral de Garantia (RGG), centralizado na Eletrobrás, que visava entre outros objetivos diminuir desigualdades regionais, seja no nível dos consumidores, seja na atratividade econômica da instalação de novas indústrias, em regiões com custos energéticos maiores.

Era um fundo, com depósitos de todas as concessionárias, que permitia a manutenção legal àquelas concessionárias com custos maiores. Criou-se, assim, um mecanismo de equalização tarifária.

Um aspecto importante a se ressaltar é que a questão das tarifas de energia elétrica insere-se num contexto de desigualdades regionais e sociais. Em termos sociais, o nível de consumo e mesmo atendimento à população depende do padrão de renda.

A partir de 1977 o setor elétrico brasileiro passou a desenvolver esforços para determinação dos custos finais de energia elétrica com o objetivo de determinar novas tarifas de suprimento entre empresa e de fornecimento para consumidores (MME, p. 10, 1985). O decreto 79.706/77 retira do setor o poder de definir tarifas, transferindo-o para a área econômica do governo (Medeiros, 1993).

“A partir de 1974, a economia brasileira começa a sofrer transformações que repercutiram profundamente no setor elétrico. A euforia do crescimento acelerado do período do milagre (1968-1973) começou a ceder lugar a muitas inquietações sobre as variáveis do mundo econômico. Após cinco anos de extraordinária performance, o ‘boom’ começou a apresentar sintomas evidentes de perda de vitalidade, e a economia acabou desembocando na chamada ‘crise do milagre’” (Medeiros, 1993).

Tabela 2.1 – Indicadores setoriais

Evolução de indicadores setoriais
(base = 100 em 1967)

ANO	CAPACIDADE INSTALADA	Δ% CAPACIDADE INSTALADA	INVESTIMENTOS	Δ% INVESTIMENTOS
1967	100	108% em 6 anos	100	139% em 6 anos
1968	106		126	
1969	127		128	
1970	142		161	
1971	155		178	
1972	184		212	
1973	208	239	51% em 5 anos	
1974	227	261		
1975	262	326		
1976	282	351		
1977	310	403		
1978	341	449		
1979	376	394		

Fonte: Adaptado de Medeiros (1993, p. 80)

De 1977 a 1979 foi realizado um primeiro estudo, publicado com o título “Estrutura do sistema tarifária brasileiro de energia elétrica com base nos custos marginais” (MME, 1985, p.10).

Os resultados mostraram que a aplicação da teoria marginalista para a determinação dos custos dos fornecimentos de energia elétrica no Brasil era viável.

Foi apresentado um exercício, naquela época, completo de cálculo, mas com valores numéricos em grande parte estimados. Embora numa fase preliminar, permitiu evidenciar um substancial afastamento das tarifas de demanda e consumo, em relação aos custos envolvidos.

Tabela 2.2 – Capacidade instalada do sistema brasileiro e expansão de consumo de energia elétrica 1980 / 2000

Evolução de indicadores setoriais
(base = 100 em 1980)

ANO	CAPACIDADE INSTALADA	Δ% CAPACIDADE INSTALADA	CONSUMO	Δ% CONSUMO
1980	100		100	
1985	134	34%	142	42%
1990	165	23%	178	25%
1995	184	12%	216	21%
2000	223	21%	266	23%

Fonte: Adaptado de DIESSE, ER-RJ

Para Borenstein (1996, p.81), a saúde financeira das empresas do setor elétrico complicou-se ao final da década de 1970 com o segundo choque do petróleo e o

aumento das taxas de juros no mercado internacional. O empréstimos externos, a partir daí, não serviam mais para expandir o sistema elétrico, aumentar a oferta de energia, produzir um retorno financeiro pela venda de energia, e remunerar o investimento. Os juros altos flutuavam, faziam-se exigências maiores, com carências menores aos banqueiros.

Tabela 2.3 – Comparação das taxas de juros

Setor de Energia Elétrica – Comparação entre a taxa de remuneração			
Investimento e taxas de juros no mercado financeiro internacional (%)			
ANO	REMUNERAÇÃO	PRIME ⁴	LIBOR ⁵
1975	12,3	7,6	7,8
1977	11,2	6,5	6,1
1979	7,7	11,5	10,5
1981	7,9	20,1	17,3
1983	6,7	10,5	10,0
1985	6,3	9,5	8,0
1987	5,3	8,3	7,0
1989	-0,8	11,4	9,8

Fonte: Medeiros (1993, p. 98)

Quadro 2.1 – Perfil do investimento do setor elétrico

ANO	Nº DE ANOS PARA PAGAMENTO
1980	11
1981	12
1982	11
1983	10
1984	6
1985	7
1986	7

Fonte: Medeiros (1993, p. 98)

Bancos domésticos passaram a financiar o pagamento dos serviços de dívida e promover o término de obras não concluídas, até então financiadas por organismos financeiros internacionais, como BIRD – Banco Mundial. As tarifas continuaram contidas, agravando o quadro.

Um estudo mais completo sobre estrutura tarifária de referência para energia elétrica foi realizado no período de 1980 a 1981 (MME, 1985, p. 10). Neste, o objetivo foi certificar as tendências do primeiro estudo, utilizando dados mais elaborados e divulgando as técnicas desenvolvidas e permitindo a decisão política de aplicação de tarifas diferenciadas em alta tensão (tarifas horo-sazonais).

O decreto nº 86.463, de outubro de 1981, altera o decreto nº 41.019 (1), de 26 de fevereiro de 1957. No seu parágrafo único registra que o critério de repartição das

⁴ PRIME é a taxa de juros cobrada pelos bancos americanos de seus principais clientes.

⁵ LIBOR é a taxa de juros cobrada sobre os empréstimos em moeda estrangeira e que vigora no mercado financeiro internacional de Londres.

parcelas do custo do serviço entre os componentes tarifários passou a ser definido pelo Departamento de Água e Energia Elétrica – DNAEE.

O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica passa ser repartido, entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, caso houvesse, de consumidores passaria a responder pela fração que lhe coubesse.

O DNAEE passou a estabelecer diferenciação nas tarifas, bem como modificar os métodos de medição e de faturamento, tendo em vista os períodos do ano, os horários de utilização da energia, ou a sua destinação.

O nível das tarifas, tanto de fornecimento quanto de suprimento, correspondia aos valores necessários a cobertura do “custo do serviço” (custo médio contábil) de cada concessionária. Respeitado o valor médio do custo do serviço, era facultado ao concessionário promover alterações compensatórias entre os níveis das tarifas de fornecimento – subsídios cruzados.

Através do decreto lei nº 1849, de 1981, as tarifas foram uniformizadas em nível nacional. Segundo Souza (2002, p. 78), como os custos de produção eram diferentes para cada concessionária, ocorria uma compensação a ser paga ou recebida através da Reserva Global de Garantia (RGG), fundo equalizador tarifário administrado pelo DNAEE / MME.

Em meados dos anos de 1980, uma crise institucional envolvendo de um lado a Eletrobrás e suas empresas e de outro as concessionárias estaduais se formou motivada pelo estrangulamento tarifário e a diminuição de recursos para o setor. As concessionárias estaduais alegavam dificuldades financeiras em consequência da contenção tarifária e da inexistência de recursos para expansão. Passaram a não recolher para o fundo RGG, além de não saldar suas dívidas pela energia comprada às empresas federais que, por sua vez, encontraram dificuldades para cumprir seus compromissos, incluindo pagar a energia recebida, por exemplo, de Itaipu.

A Constituição Federal de 1988 extingue o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), que financiou grandes investimentos e permitiu a captação de empréstimos externos complementares para a importação de tecnologia, e cria em seu lugar o ICMS estadual, que não vincula a aplicação ao setor; extingue a alíquota reduzida de imposto de renda das empresas do setor.

Com o decreto 409, de 1991, o governo tenta eliminar as inadimplências setoriais, discriminando nas faturas de energia aos consumidores a Receita Própria das concessionárias e a Receita de transferência devida ao Governo Federal.

Até março de 1993, existia apenas uma tabela de tarifas de fornecimento no país (equalização tarifária), mas com a aprovação da lei nº 8631 que dispõe sobre a fixação dos níveis de tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue-se o regime de remuneração garantida ao individualizar as tarifas por concessionárias.

Promoveu-se também um acerto de contas entre credores e devedores e os fundos de garantia da Eletrobrás.

Neste ano (1993), a eletricidade já respondia por 38,2% do consumo final de energia, superando até mesmo os derivados de petróleo (32,9%). (DIEESE, 1998, p. 3 apud MME. Balanço Energético Nacional, Brasília, 1994, p.13)

Segundo DIEESE (1998, p.5), a Eletrobrás calculou que as empresas do setor perderam recursos próximos a US\$ 20 bilhões no período de 1980-1992 com a queda do valor das tarifas.

O poder concedente pretendia estabelecer o que denominou de tarifas consensuais, definidas com base em uma remuneração “justa ou razoável” (Portaria 176, de 29/03/93).

As tarifas seriam fixadas por empresa. Os defensores dessa medida a justificavam pela necessidade das concessionárias adequarem suas tarifas ao mercado que atendiam de modo a atingir um patamar satisfatório de rentabilidade numa perspectiva de longo prazo, o que tornou a questão tarifária bastante complexa.

As empresas individualmente passariam a ter suas tarifas fixadas e atualizadas em função dos custos dos serviços, o que seria oportunidade de recomposição de suas receitas visando a uma rentabilidade adequada para os investimentos.

Com o decreto nº 774 de 18/04/1993 - que regulamenta a lei 8631, promove-se o andamento da questão sobre a fixação dos níveis das tarifas e extingue o regime de remuneração garantida – as tarifas de fornecimento e suprimento passam a ser reajustadas automaticamente por fórmula paramétrica (padrão) que contempla as variações dos grandes itens do custo do serviço. Os reajustes passam a ser aplicado linearmente a cada grupo, subgrupo ou classe tarifária.

Com a desqualização das tarifas, o poder concedente estava obrigando também os concessionários a manterem em suas propostas tarifárias os descontos especiais nas tarifas de fornecimento já definidas em legislação anterior (Portaria DNAEE, nº 176).

Não chegou a ser homologado pelo DNAEE os programas de recuperação tarifária gradual previsto na lei 8.631 que seriam apresentados pelas empresas, sem prejuízo da aplicação da fórmula paramétrica.

O programa de recuperação tarifária iniciado em 1993, com a nova legislação tarifária, foi interrompido pelo Governo federal que buscava estabilizar a economia.

A Medida Provisória nº 542, de 30 de junho de 1994, suspendeu a aplicação da fórmula paramétrica; e as tarifas de energia elétrica, por causa do plano econômico do governo, foram convertidas em Real pela média dos valores praticados nos meses de dezembro de 1993 a março de 1994.

Em fevereiro de 1995, foi aprovada a lei 8.987, denominada Lei de Concessões. A regulamentação para o caso específico do setor elétrico se deu no mesmo ano através da lei 9.074. Com isso uma série de implementações de cunho institucional para viabilizar mudanças no setor elétrico foram necessárias, destacando-se (Silva, 2001):

- A criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela regulamentação tarifária e estabelecimento das condições gerais de contratação do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e de distribuição;
- A forma de participação dos agentes de produção e consumo no mercado atacadista de energia (MAE);
- A definição de que as empresas transmissoras não poderiam desempenhar qualquer atividade de compra e venda de energia e que essas empresas trabalhariam com base no conceito de receita permitida (Lei nº 9.427, de 31/11/97);
- A definição pela ANEEL dos equipamentos e instalações pertencentes à rede básica (Resolução nº 66, de 16/04/99);
- Estabelecimento de instrumentos contratuais para a compra e venda de energia e uso do sistema de transmissão;
- Definição do livre acesso à rede básica de transmissão.

Abriu-se espaço para a participação efetiva da iniciativa privada no setor de energia elétrica.

Em novembro de 1995, o DNAEE concedeu reajustes diferenciados por empresa. A partir daí, as tarifas, que eram praticamente iguais pois os índices aplicados da fórmula paramétrica das empresas foram muito semelhantes, passaram a ter diferenciação. A estrutura das tarifas, continuou igual em todo país.

Em abril de 1997, um novo percentual de aumentos foi dado para todas as classes de consumo, em relação ao ano 1995, com pequenas diferenças entre empresas. As únicas empresas que tiveram tratamento diferenciado foram as três distribuidoras até então privatizadas: Escelsa (ES), Light e Cerj (RJ), que tiveram suas tarifas reajustadas em maio e em agosto.

Segundo Souza (2002, p.76), vive-se atualmente uma fase de transformações institucionais profundas na sua lógica de funcionamento e financiamento de expansão, em que a elaboração do marco legal e institucional da indústria elétrica brasileira foi feita simultaneamente com as privatizações, evidenciando a preponderância do aspecto ideológico, resultante da reformulação do sistema financeiro que impõem condicionalidades para financiar novos projetos. Desta forma, o novo modelo do setor é comandado por uma orientação de privatização que enfrenta resistências históricas diante dos resultados obtidos face às especificidades do caso brasileiro.

A situação das tarifas é fundamental para se promover o financiamento do setor elétrico e o atendimento das demandas geradas pelo processo de desenvolvimento econômico e social. Uma breve revisão do histórico do setor mostra que, quando as tarifas estavam num alto patamar, o setor teve capacidade de financiar boa parte dos seus investimentos com recursos próprios. E, quando as tarifas ficaram defasadas, nas décadas de 80 e 90, a escassez de recursos de outras fontes acabou por inviabilizar a expansão do sistema elétrico resultando no quadro de elevação de risco de déficit de energia.

Ao se restringir o reajuste tarifário e induzir à captação de recursos para investimento no exterior, o Governo Federal interferiu nas ações organizacionais, promovendo a regulação do comportamento das empresas do setor.

Embora a necessidade de tarifas adequadas é uma antiga reivindicação do setor e a sua ausência uma das causas da crise em que mergulharam as empresas, a recuperação tarifária está vinculada ao objetivo principal da regulação econômica de reproduzir no desempenho das empresas os efeitos da pressão da concorrência. Para atrair investidores privados, cuja lógica natural é a da rentabilidade, a garantia de receitas protegidas contra o risco da defasagem é um compromisso perseguido através dos contratos de concessão.

A liberação e elevação das tarifas de energia elétrica, desde 1995, reajustadas acima dos índices inflacionários, caracterizou-se como uma política de garantir o reajuste das tarifas das concessionárias de acordo com a elevação dos custos não gerenciáveis e pela aplicação automática da inflação, medida pelo IGPM, sobre a parcela dos custos gerenciáveis pelas empresas.

Tabela 2.4 – Tarifa média por classe de consumo no Brasil – 1995 – 2001 (jan – mar)

CLASSE DE CONSUMO	VALORES EM 1995 (R\$)	VALORES EM 2001 (R\$)	VARIAÇÃO % (1995 / 2001)
Residencial	76,26	172,57	126,29
Industrial	43,59	74,20	70,22
Comercial	85,44	145,48	70,27
Rural	55,19	90,13	63,31
Poder Público	84,07	142,59	69,61
Iluminação Pública	51,59	90,27	74,98
Serviços Públicos	50,45	83,53	65,57
Consumo Próprio	69,59	73,55	5,69
Tarifa média total	59,58	117,11	96,56

Fonte: Adaptado de DIEESE, Subseção SC

Segundo DIEESE, no período de janeiro de 95 a março de 2001 a inflação medida pelo índice de custo de vida – ICV foi de 78,23% e pelo índice nacional de preços ao consumidor (INPC – IBGE) foi de 65,31%.

Pode-se dizer que o setor tornou-se mais atrativo à iniciativa privada pois passou a praticar uma política tarifária que reduziu os riscos de retorno desses investimentos.

2.5 - CONTEXTO EM QUE SE INSERE A ESTRUTURA TARIFÁRIA DA CERON

As tarifas propostas e que serão tratadas no capítulo 4, quando aplicadas ao mercado de 2001 asseguram a receita atingida com as tarifas da resolução nº 468, que vigoraram em 2001, e os investimentos necessários a expansão do mercado.

É de fundamental importância para o sucesso no que diz respeito aos critérios para a fixação da tarifa, inclusos no contrato de concessão nº 05/2001 - ANEEL celebrado entre a União e a CERON, o reconhecimento pela concessionária de que as tarifas de aplicação são suficientes para a adequada prestação do serviço.

Também, a existência de uma estrutura regulatória eficaz com poderes para determinar critérios e formas de reajustes é a condição inicial para se alcançar uma estrutura tarifária adequada.

Um dos maiores problemas para definição de um modelo tarifário e forma de reajuste pelo poder concedente está relacionado com o fato de ter que conciliar atratividade via mercado, atraindo o interesse da iniciativa privada e ao mesmo tempo evitar que a sociedade fique exposta a manipulações decorrentes da exploração da concessionária.

Tão ou mais importante que a determinação da tarifa, é estabelecer critérios para reajuste, ou seja, definição das tarifas futuras. Esta é uma condição que dá segurança àqueles que investem. A seguir apresenta-se a estrutura tarifária da CERON que foi uma das referências para o desenvolvimento das tarifas propostas, cujo modelo será apresentado no capítulo 3.

QUADRO 2.2.–Estrutura Tarifária da CERON

Resolução nº 468 – ANEEL				
	Vigência: 30/11/2000 a 06/02/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001	Vigência: 30/11/2000 a 06/02/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001
TARIFA CONVENCIONAL				
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/MWh)	CONSUMO (R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)	17,08	17,31	42,98	43,55
A3 (69 kV)	18,43	18,67	46,33	46,94
A3a (30 kV a 44 kV)	6,38	6,46	93,51	94,75
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6,62	6,71	96,94	98,22
B1-RESIDENCIAL:			175,14	177,46
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:				
Consumo mensal até 30 kWh			61,30	62,11
Consumo mensal de 31 a 100 kWh			105,08	106,47
Consumo mensal de 101 a 200 kWh			157,62	159,71
B2-RURAL			110,44	111,91
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL			78,05	79,08
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO			101,24	102,58
B3-DEMAIS CLASSES			176,20	178,54
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:				
B4a - Rede de Distribuição			90,48	91,68
B4b - Bulbo da Lâmpada			99,33	100,65
B4c - Nível de IP acima do Padrão			147,14	149,09

Quadro 2.3 – Resolução nº 468 - ANEEL

	Vigência: 30/11/2000 a 06/02/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001
TARIFA EMERGÊNCIAL – AUTOPRODUTOR				
SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/MWh)	CONSUMO (R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV) HORO-SAZONAL AZUL	40,94	41,48	179,81	182,19
A3 (69 kV) HORO-SAZONAL AZUL	41,95	42,51	252,71	256,06
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL AZUL	47,54	48,17	264,63	268,14
A3a (30 a 44 kV) HORO-SAZONAL VERDE	11,89	12,04	264,63	268,14
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL AZUL	43,97	44,55	244,71	247,95
A4 (2,3 a 25 kV) HORO-SAZONAL VERDE	10,98	11,13	244,71	247,95

Quadro 2.4 - Resolução nº 468 - ANEEL

	Vigência: 30/11/2000 a 06/02/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001	Vigência: 07/02/2001 a 12/12/2001
DESCONTOS PERCENTUAIS				
UNIDADE CONSUMIDORA	DEMANDA	DEMANDA	CONSUMO	CONSUMO
RURAL – GRUPO A	10%	10%	10%	10%
COOPERATIVAS – GRUPO A	50%	50%	50%	50%
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO – GRUPO A	15%	15%	15%	15%

2.5.1 – CRITÉRIOS PARA REAJUSTE E REVISÃO DAS TARIFAS

Na área de infra-estrutura, as concessões são negociadas por longo prazo, no caso da CERON o prazo de vigência vai até 7 de julho de 2015, conforme contrato de concessão nº 05/2001 – ANEEL. Assim, as definições dos critérios para o reajuste e a revisão tarifária são fundamentais.

A experiência internacional aborda a questão relativa ao reajuste tarifário dos serviços públicos, entregues à exploração dos agentes (iniciativa privada), a partir de dois pontos de vista (PCHT, 1996):

De acordo com a abordagem tradicional, o reajuste deve garantir uma taxa de retorno compatível.

E, segundo o modelo inglês, o reajuste deve seguir a fórmula dos preços máximos, ou seja, os serviços são regulados pelo preço, segundo regras econômicas. No caso do setor elétrico brasileiro, que tem como referência esse modelo, vive-se um momento de grandes adequações onde se busca fazer modificações profundas no que diz respeito a atração da iniciativa privada para a prestação de serviço público e ao mesmo tempo garantir os princípios de eficiência e redução tarifária.

Nos dois casos procura-se manter o equilíbrio econômico - financeiro; condição necessária para que o empreendimento seja viável.

Equilíbrio econômico – financeiro supõe rentabilidade adequada para o investimento realizado. Deve-se garantir que as receitas possam cobrir as despesas e deixar uma margem compatível com uma taxa de juros de referência que possa remunerar o capital investido.

Um dos pontos relevantes relaciona-se ao caso em que a receita para se obter o equilíbrio pode necessitar, sob a ótica empresarial, de um preço que deixa de fora do mercado uma parcela da população.

Fica a alternativa para o agente regulador de instituir subsídios ou criar mecanismos que gerem fontes adicionais de receita para que a empresa pratique um preço menor.

Os investidores não só buscam o equilíbrio financeiro, como também, o máximo de lucro através de aumento de preços e/ou redução de custos.

Cabe ao órgão regulador arbitrar considerando, além dos objetivos dos investidores, as exigências de ordem jurídicas presentes, por exemplo na lei nº 8.987 - de 13/2/95 que dispõe, entre outras providências, sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, previstos no artigo 175 da Constituição Federal, e também arbitrar considerando as expectativas dos consumidores de serem atendidos, de preferência sem nenhuma interrupção, a um preço sempre menor. No caso do setor elétrico, aqui referido, a determinação de preço, portanto, tem um caráter jurídico, econômico e social.

Na abordagem tradicional pode-se apontar três críticas:

1º - A dificuldade de se definir uma taxa de retorno adequada.

2º - A real possibilidade do órgão controlador acompanhar e poder avaliar a estrutura de custo sujeito a manipulações diversas.

3º - A garantia de apenas uma lucratividade adequada pode retirar o estímulo de se aumentar a produtividade e, como reflexo, a oferta de melhores serviços para a comunidade.

Tenta-se minimizar esses problemas ao se colocar em prática a fórmula dos preços máximos, ou fórmula inglesa, usada no processo de privatização dos anos 80, na Inglaterra.

Foi aplicada inicialmente no setor de telecomunicações e depois a outras áreas de infraestrutura como, aeroportos, distribuição de gás, eletricidade.

O México aplicou-a na área de telecomunicações (Telmex), em 1992. Nos Estados Unidos utilizou-se desta fórmula para reajustar preços dos serviços públicos, em lugar das tradicionais taxas de retorno.

A fórmula dos preços máximos garante ao concessionário que a tarifa seja aumentada com base em um determinado índice de preço no varejo, não controlado pelo concessionário.

O índice de preço no varejo garante reajustes com base não nos custos diretos do concessionário, mas no comportamento médio dos preços pagos pelos consumidores.

Abate-se deste um percentual X que representa a parte relativa ao ganho de produtividade que deve ser transferida aos usuários.

Busca-se assim, estimular a produtividade interna através destes dois índices que possibilitam ganhos adicionais no negócio.

2.5.2 – MECANISMO QUE REFLETE A PERCEPÇÃO ACERCA DO RISCO DAS EMPRESAS

O cálculo da taxa de retorno é de extrema importância em uma avaliação econômico - financeira porque reflete a percepção do investidor acerca do risco de determinada empresa ou negócio.

O retorno que os investidores obtêm sobre seu investimento deve ser igual ao retorno sobre outros investimentos com características de risco comparáveis.

A metodologia a ser utilizada para a obtenção da taxa de retorno sobre a base de remuneração das concessionárias será a composição entre o custo do capital próprio e de terceiros ponderada por suas participações na estrutura de capital atribuída à concessionária.

O método WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) utilizado procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento.

$$WACC = R_E \times \frac{E}{(D + E)} + R_D \times \frac{D}{(D + E)}$$

Segundo Nota técnica nº 073/2001/SER/ANEEL, a estrutura de capital equivalente à média nacional do setor é de 60% de capital próprio e 40% de capital de terceiros. A longo prazo, portanto, é de se esperar que a estrutura de capital deva estar alinhada com a média observada em empresas que fazem parte de um ambiente que atualmente exige desafios estratégicos e de expansão equivalentes.

Tem-se portanto:

R_E = Custo do capital próprio;

R_D = Custo do capital de terceiros;

E = Capital próprio;

D = Capital de terceiros

- CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO R_E

Determina-se o custo de capital próprio através da fórmula:

$$R_E = R_F + \beta \times [E(R_M) - R_F] + \text{risco Brasil, onde:}$$

R_F é a taxa de juros de títulos livres de risco.

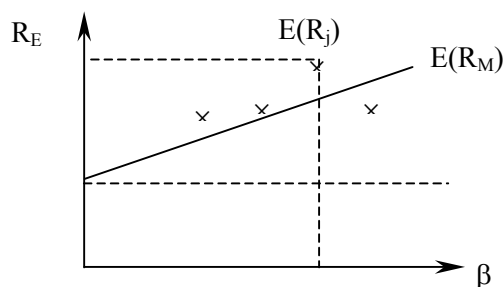
β é o parâmetro angular da reta de regressão que identifica o risco sistemático do ativo em relação ao mercado. Quanto mais sensível for a variação do ativo em relação ao mercado, maior é o retorno exigido.

$E(R_M)$ é a reta característica que permite que se relacione dentro de um modelo de precificação de ativos, o comportamento de um título. Procura descrever como as ações, por exemplo, se movem diante de alterações verificadas no mercado como um todo.

$E(R_j)$ é o retorno esperado de um ativo de risco

O risco Brasil é determinado por meio da diferença entre os retornos anuais dos títulos da dívida brasileira (Cbond ou Global27) e os títulos da dívida americana (USTB30).

Figura 2.6 – Retorno esperado de um ativo de risco



- CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS - R_D

Deve representar o custo de captação da empresa, ou seja, as taxas médias às quais a empresa obtém seus financiamentos e empréstimos.

$$R_D = R_B \times (1 - T)$$

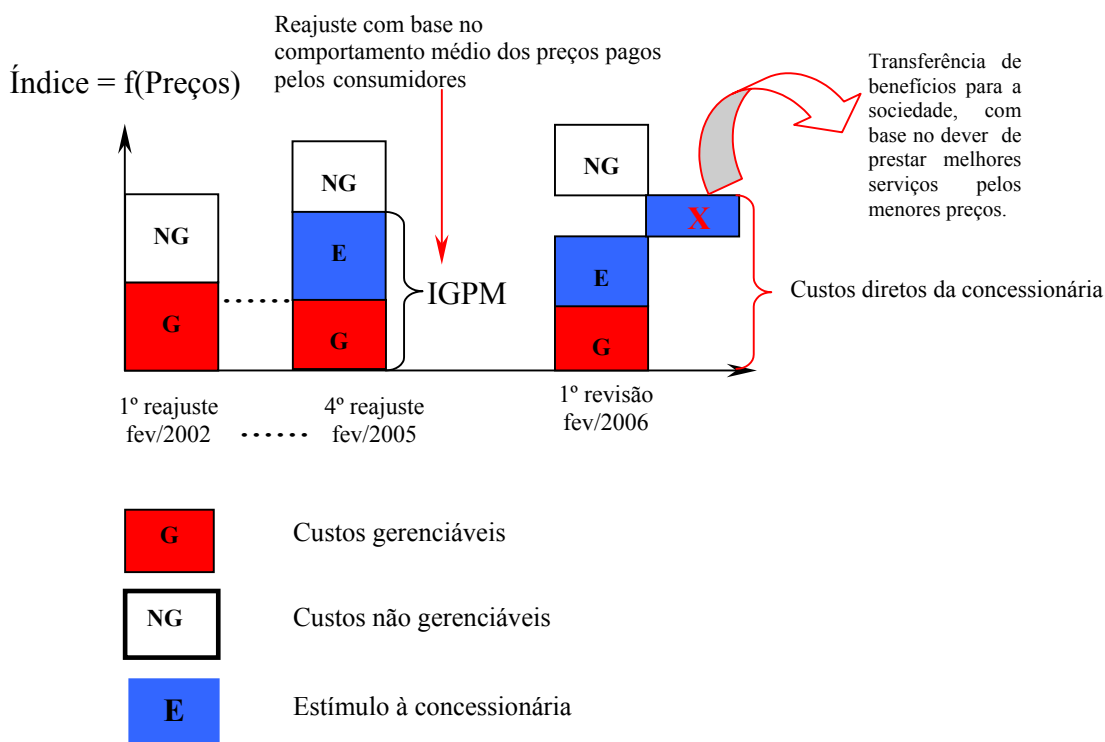
R_D é o custo do capital de terceiros;

R_B é a taxa da dívida

T é a alíquota de imposto de renda e contribuição social.

2.5.3 - REAJUSTE E REVISÃO TARIFÁRIA PREVISTA NO CONTRATO DA CERON

Figura 2.7 – Mecanismo de reajuste e revisão tarifária



O contrato de concessão de distribuição nº 05/2001 – ANEEL-CERON registra que os valores das tarifas serão reajustadas com periodicidade anual.

A subcláusula oitava registra que a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido e que a partir desta primeira revisão as subseqüente serão realizadas a cada quatro anos.

O fator X acima destacado é determinado em função do nível de custos operacionais gerenciáveis observados no momento em que a empresa foi considerada como estando em equilíbrio econômico – financeiro.

Esse regime tarifário busca traduzir um contexto que expressa uma visão de soluções que se reportam às regras legislativas (artigo 14 da Lei nº 9.427/96; artigos 9, 10 e 15 da Lei 8.987/95) no qual se assegura que os ganhos de eficiência empresarial se expressem em modicidade, ou seja, redução tarifária.

Porém, para que haja evolução, é necessária uma estrutura regulatória estável e justa. Só assim haverá um ambiente propício a promoção do financiamento das concessionárias

de forma atrativa e que também atenda as demandas geradas pelo processo de desenvolvimento econômico social.

Essa solução não oferece garantia ao equilíbrio econômico – financeiro, necessitando portanto de alternativa que combine os dois pontos de vistas (abordagem tradicional e preço máximo) na tentativa de se buscar equilíbrio e aumento de produtividade.

3. MODELO

Este capítulo trata da construção de uma estrutura tarifária integrada a princípios e objetivos, que tem como base os custos marginais, de onde se desenvolveu uma proposta tarifária para a CERON.

A lógica de se construir tarifas integradas, tanto em nível como em estrutura, está em determiná-las guardando a maior coerência possível com os custos marginais e considerar os princípios básicos da eficiência, equidade, estabilidade, justiça, equilíbrio financeiro, simplicidade, além de não perder de vista a lógica natural da rentabilidade e garantia de receitas “protegidas”.

Segundo Holanda (1980, p.303), o custo marginal não é uma média, mas, um fator que se agrega ao valor médio – seja custo médio, seja custo variável médio – e faz com que esse valor aumente ou diminua.

Agregando-se à média um valor marginal que lhe seja inferior, a consequência será puxar a média para baixo. Enquanto isso ocorrer, o custo médio tenderá a diminuir. Isso será verdadeiro ainda que o custo marginal esteja crescendo.

Parâmetros marginais, como receita e custo, oferecem condições de se construir tarifas que sinalizam ao consumidor a necessidade, ou não, de modular carga; promovendo adiamento, ou não, de investimentos.

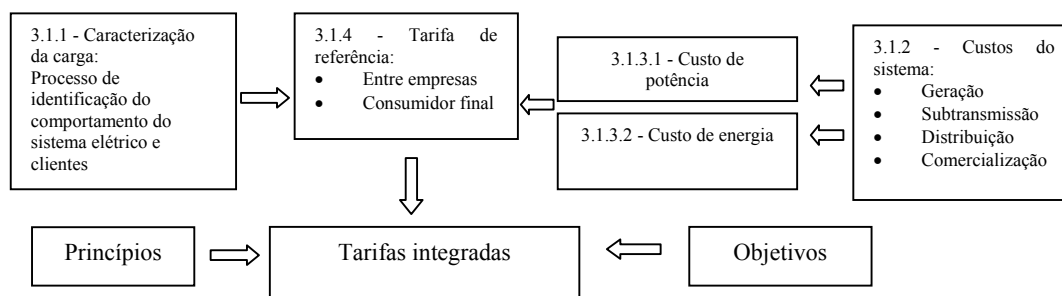
3.1 PROCESSO DE DETERMINAÇÃO DAS TARIFAS INTEGRADAS

A Figura 3.1 ilustra o processo de determinação da tarifa integrada, considerando de forma conjunta e da maneira mais racional possível os princípios e objetivos almejados.

3.1.1 - CARACTERIZAÇÃO DA CARGA

A caracterização da carga é um processo de identificação do comportamento dos consumidores e do sistema elétrico. Nessa etapa define-se as curvas de cargas dos consumidores e do sistema para dias produtivos e não produtivos.

Figura 3.1 – Processo da construção da tarifa integrada



O comportamento da carga é um dos fatores determinantes para a definição do mercado anual de cada consumidor típico, estratificado nos postos tarifários, constituindo-se em umas das informações básicas para a definição das tarifas de referências.

A partir da caracterização de carga determina-se os custos marginais de fornecimento, ou seja, a responsabilidade do cliente tipo no custo de expansão do sistema, base para a construção das tarifas horo-sazonais, ou seja, diferenciadas.

Para o cálculo dos custos marginais de fornecimento e definição das tarifas horo-sazonais da CERON foi realizada a caracterização da carga dos consumidores dos subgrupos A4, A3, B1, B2, B3, além de se caracterizar as curvas de cargas dos barramentos A4 e A3a do sistema elétrico.

O processo de caracterização da carga tem as seguintes etapas:

3.1.1.1 - OBTENÇÃO DOS DADOS:

Consiste na definição de amostras que representam bem cada segmento de consumidores.

Nesta etapa organiza-se os dados e informações relativas às cargas em um banco de dados que é construído através da recuperação de dados e informações básicas já disponíveis e através de medições feitas em diversos pontos do sistema elétrico, processo denominado campanha de medidas.

As principais atividades desenvolvidas na campanha de medidas são:

1. Seleção aleatória de uma amostra de consumidores, por faixa, tipo de consumo, nível de tensão;
2. Definição dos equipamentos de medição;
3. Definição dos dados e informações a serem coletados;
4. Levantamento do diagrama simplificado do fluxo de carga do sistema elétrico;
5. Medições em campo;

6. Coleta, verificação e organização das medições e informações em arquivos.

3.1.1.2 - ANÁLISE DOS DADOS:

Nesta etapa realiza-se o estudo das formas e se faz as interpretações dos comportamentos das carga medidas.

Estabelece-se por processo de agrupamento as curvas de cargas típicas. No caso particular da CERON, utilizou-se os métodos: Nuvens dinâmicas (não - hierárquico) e de Ward (hierárquico).

Esses métodos selecionam formas semelhantes das curvas de cargas medidas, agrupando aquelas que guardam maiores semelhanças entre si. Por iteração, classificam e reagrupam curvas resultantes de agrupamentos anteriores e geram novos agrupamentos até se chegar a um número adequado de tipos com mínimo desvio entre essas curvas resultantes de agrupamentos em relação àquelas que as originaram.

Paralelamente se faz o levantamento necessário para o cálculo dos custos marginais dos fornecimentos e suprimentos. Os dados, no caso da CERON, foram analisados em um software – SisTAC[®] – Sistema de Tarifas e Acompanhamento da Carga (desenvolvido pela empresa Stilb, de Belo Horizonte).

Após a definição das formas das curvas de cargas típicas (Tipologia), o cálculo do custo marginal exige a determinação dos seguintes fatores (CERON, 2000, p.10):

- Fator C_i :

C_i é a parcela de cada tipo de consumidor no mercado total.

Foi calculado dividindo-se o consumo de cada consumidor tipo pela energia total que transita no nível.

- Fator α :

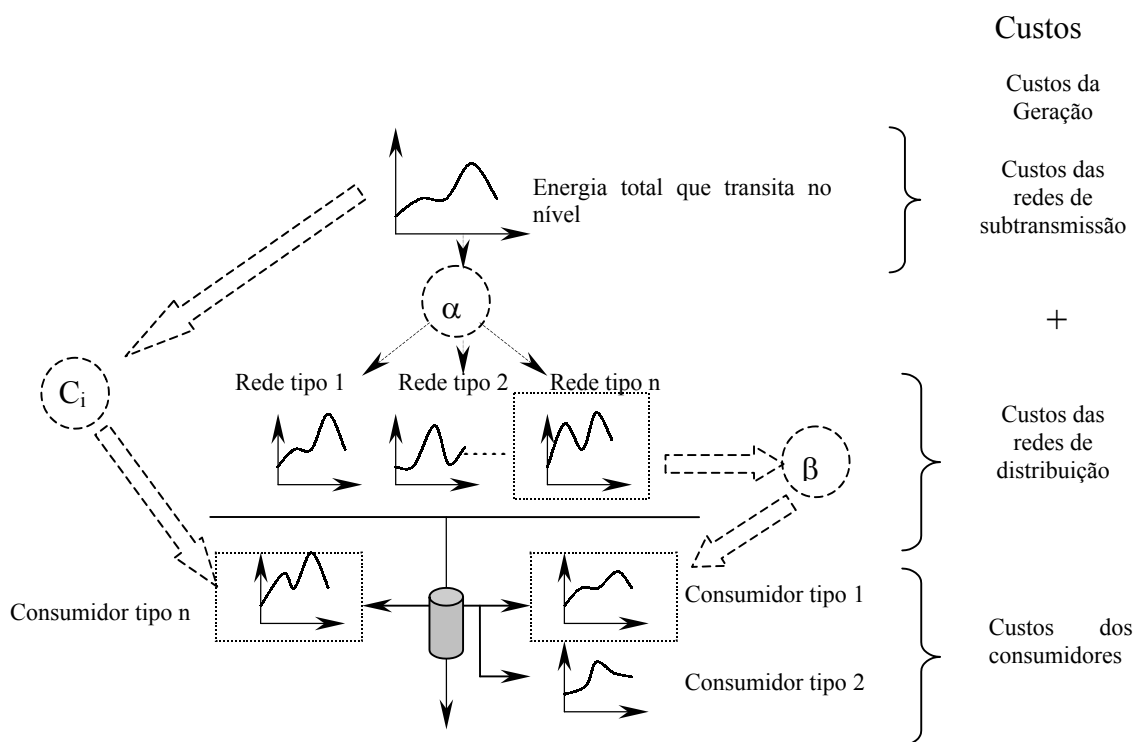
α é a parcela de cada tipo de rede na energia total que transita no nível.

- Fator β :

β é a parcela de cada tipo de consumidor em cada rede tipo.

É a parcela da energia que transita por cada rede tipo que é destinada a cada consumidor tipo.

Figura 3.2 – Fluxo de energia e participação



Finalmente:

- Fator de Coincidência (Ph):

É a demanda do cliente na hora h dividida pela sua demanda máxima do posto tarifário.

Por exemplo, um cliente com as seguintes demandas no posto tarifário de ponta:

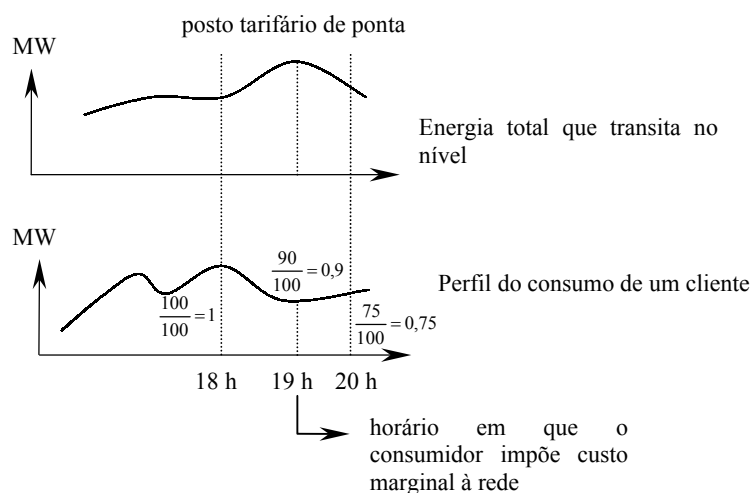
18:00 h = 100 MW;

19:00 h = 90 MW e

20:00 h = 75 MW

Sua demanda máxima é igual a 100 MW e ocorre às 18:00 horas, logo este tipo de cliente ao solicitar 1 kW adicional na hora de ponta imporá um acréscimo de 1 kW nas redes com demanda máxima às 18:00 horas, 0,90 kW adicional nas redes com demanda máxima às 19:00 horas e 0,75 kW nas redes com demanda máxima às 20:00 horas.

Figura 3.3 – Fator de coincidência



3.1.1.3 - PREVISÃO DA CARGA (EVOLUÇÃO DO COMPORTAMENTO DA CARGA POR CATEGORIA)

O sistema de distribuição normalmente está em permanente desenvolvimento de capacidade; a fim de manter os custos atualizados, utiliza-se de modelo de análise global, que reúne os agregados de redes, postos de transformação e potência instalada.

Como os custos variam de conformidade com a carga, é necessário estimar a evolução do comportamento da demanda no período de aplicação das tarifas. A partir da caracterização da carga e de expectativas sobre modificações futuras nos diversos segmentos do mercado se faz previsões do comportamento das cargas para o período desejado.

3.1.2 - CUSTOS

Calcular os custos tendo como referência o princípio de que as tarifas promovam o equilíbrio-financeiro, produzam uma rentabilidade adequada para o capital investido e garantam a expansão do sistema elétrico vem sendo um grande desafio ao novo modelo da industrial de energia elétrica brasileira.

3.1.2.1 - CUSTOS DE GERAÇÃO

Utilizou-se como custo marginal de geração, no caso da CERON, o mix de compra de geração média projetadas para o período de cinco anos. E, levou-se em consideração uma componente de potência de acordo com o mix de compra de geração dos cinco anos.

Não se considerou diferenciação sazonal e nem horária nestes custos pois a CERON não compra energia com preços diferenciados. O preço de energia é único, sem

diferenciação nos postos tarifários ponta e fora de ponta, tanto no período seco e como no período úmido.

3.1.2.2 - CUSTOS DAS REDES DE SUBTRANSMISSÃO

Estas redes operam basicamente nas tensões de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV.

As metodologias utilizadas no cálculo do custo marginal da subtransmissão foram: Custo Incremental Médio de Longo Prazo – CIMLP e custos de reposição do sistema existente que é o custo médio para repor o sistema existente com preços atuais de equipamentos, mão de obras etc.

Devido a descontinuidade dos investimentos em obras de subtransmissão, a metodologia do custo incremental médio de longo prazo – CIMLP foi considerada a mais apropriado.

O custo é obtido com base no planejamento de obras de cada nível de subtransmissão e nos acréscimos de carga correspondentes, previsto para um horizonte mínimo de cinco anos. Utilizou-se, no caso da CERON, os dados do plano decenal de expansão.

O cálculo do custo médio da expansão é determinado através da relação, a valor presente, de todos os investimentos anuais sobre todos os acréscimos de demanda anuais, a valor presente. No caso da CERON usou-se como referência uma taxa de remuneração de 18,18%.

$$CMEX = \frac{\sum_{j=0}^T \frac{I_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^T \frac{\Delta D_j}{(1+i)^j}}$$

$I_j =$ Investimento no ano j
 $\Delta D_j =$ Acréscimo de demanda no ano j

$CMEX =$ Custo médio de expansão

O custo médio de expansão é equivalente ao montante de investimento necessário ao atendimento de uma unidade adicional de demanda durante o período de vida das instalações, ou no período de exploração do bem.

$i =$ Taxa de remuneração

$$CIMLP = CMEX \times (FRC_{(i,n)} + T_e)$$

onde: $FRC_{(i,n)}$ – Fator de recuperação de capital para a taxa de remuneração i e vida útil n ;

$T_e =$ Taxa anual de operação e manutenção.

O CIMLP é uma estimativa para o custo marginal representado pelo custo médio da expansão das obras por 1 kW marginal solicitado.

3.1.2.3 - CUSTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO

As redes de distribuição em média e baixa tensão transportam energia às aglomerações urbanas e aos consumidores rurais. Operam em tensões inferiores a 69 kV e iguais ou superiores a 2,3 kV.

Já as redes de baixa tensão operam em tensões inferiores a 2,3 kV.

A metodologia utilizada para definir os custos destas redes, no caso da CERON, foi o da lei das quantidades de obras (LQO's), dado que neste nível as discontinuidades são menores.

É um método que busca calcular o custo da expansão através das obras realizadas no passado. A partir dos históricos calcula-se a tendência do futuro.

As curvas de desenvolvimento são obtidas por regressão linear, correlacionado-se os agregados de obras (comprimento de linhas, número de células de transformadores) com a capacidade instalada das redes.

A análise marginal de longo prazo considera que o sistema de distribuição esteja em permanente desenvolvimento de capacidade a fim de mantê-lo em constante adaptação à carga suplementar marginal.

3.1.2.4 - CUSTOS ASSOCIADOS AOS CONSUMIDORES

Torna-se mais simples considerar os custos gerais do sistema elétrico como custos de capacidade, definindo-se como custo associados aos consumidores apenas aqueles custos diretamente vinculados a cada unidade de consumo.

Os custos de conexão referem-se às linhas de conexão, aos medidores e aos custos de mão-de-obra respectivos. Estes custos costumam ser faturados, em uma ou mais parcelas, quando da ligação do consumidor à rede.

Outros custos associados aos consumidores são recorrentes e relacionam-se a gastos com medição, cobrança, comercialização, administração etc. Os custos recorrentes podem ser cobrados como uma taxa constante, somada às faturas de energia e potência.

3.1.3 - CUSTOS DO SISTEMA DESAGREGADO

Em geral os custos do sistema podem ser desagregados em custo de potência e energia.

3.1.3.1 - CUSTOS MARGINAIS DE POTÊNCIA OU CAPACIDADE

Todos os custos de investimento em transmissão e distribuição são considerados como custos de capacidade, porque o dimensionamento destes sistemas é determinado

basicamente pelos kW de ponta que podem ser transportados. O consumo adicional de energia somente implica custos adicionais de perdas.

Os consumidores de cada nível de tensão devem ser onerados somente pelos custos de transmissão e distribuição correspondentes a níveis de tensões iguais ou superiores àquele de fornecimento.

Um consumidor típico pode associar-se a qualquer rede situada em um nível de tensão “a montante” do ponto de conexão. A demanda marginal nesse nível dependerá da demanda do usuário na hora de ponta das redes às quais ele se associa.

Uma vez que essa associação é aleatória, deduz-se que o valor esperado da potência marginal é a soma das demandas do consumidor típico nas horas de ocorrência de demanda máxima nas redes, ponderadas pelas respectivas probabilidades de associação do consumidor típico aos diferentes pontos do sistema.

A responsabilidade de potência de um usuário – tipo j em um período tarifário u , com respeito ao nível e situação “a montante” de seu ponto de conexão, é dada por Bitu (1993, p. 149):

$$R_{Pju}^e = (1 + \tau_{Pju}^e) \cdot \sum_{h \in u} \Pi_{ji(h)}^e \cdot P_{j(hi)}^e$$

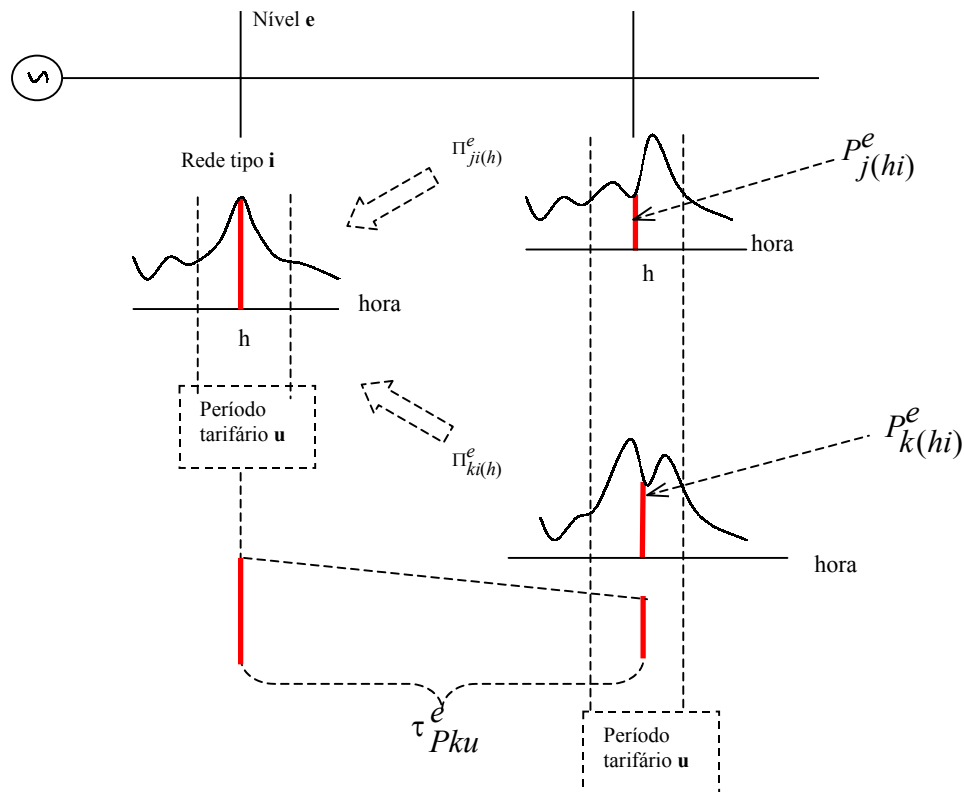
Onde :

$\Pi_{ji(h)}^e$ = Probabilidade de que um usuário marginal do tipo j se associe a uma rede do tipo i situada no nível e , cuja ponta ocorre na hora h , dentro do período tarifário u ;

$P_{j(hi)}^e$ = Demanda do usuário – tipo j na hora h de ocorrência de ponta da rede – tipo i , situada no nível e , à qual ele se associa;

τ_{Pju}^e = taxa de perdas marginais de potência (Alboury [1973]) no período u , acumulada desde o ponto de conexão do usuário – tipo j até a origem do nível e em consideração.

Figura 3.4 – Responsabilidade de potência



O custo marginal de potência de um usuário – tipo **j** no nível **e**, para cada período horo – sazonal **u**, pode ser definido como:

$$C_{Pju}^e = CMLP_P^e \cdot R_{Pju}^e$$

Onde o índice **e** se refere ao nível especificado.

O custo marginal de potência do mesmo usuário, com respeito a um nível de tensão **f** situado “a montante” do ponto de conexão, é dado por:

$$C_{Pju}^f = CMLP_P^f \cdot R_{Pju}^f$$

Onde: $C_{Pju}^f = CMLP_P^f \cdot R_{Pju}^f$ é o custo Marginal de longo prazo de potência no nível de tensão **f**.

E assim sucessivamente.

$CMLP_P^e$ = custo marginal de longo prazo de potência no nível **e**

O custo marginal total de potência de um consumidor – tipo **j**, em cada período horo – sazonal **u**, é a soma do custo de potência relativo à geração com os custos de todos os níveis de tensão situados “a montante” de seu ponto de conexão, ou seja:

$$C_{Pju} = C_{Pju}^g + C_{Pju}^e$$

$e \geq ej$

Onde: ej = nível de tensão de conexão do usuário – tipo **j**

C_{Pju}^g = custo de potência de um usuário tipo **j** no nível de geração em um período tarifário **u**.

O cálculo do custo marginal de capacidade na CERON foi feita para cada consumidor tipo, a partir dos seus custos marginais de capacidade em cada nível do sistema elétrico, desde a geração até seu ponto de conexão a rede, calculado em R\$ / kW.ano

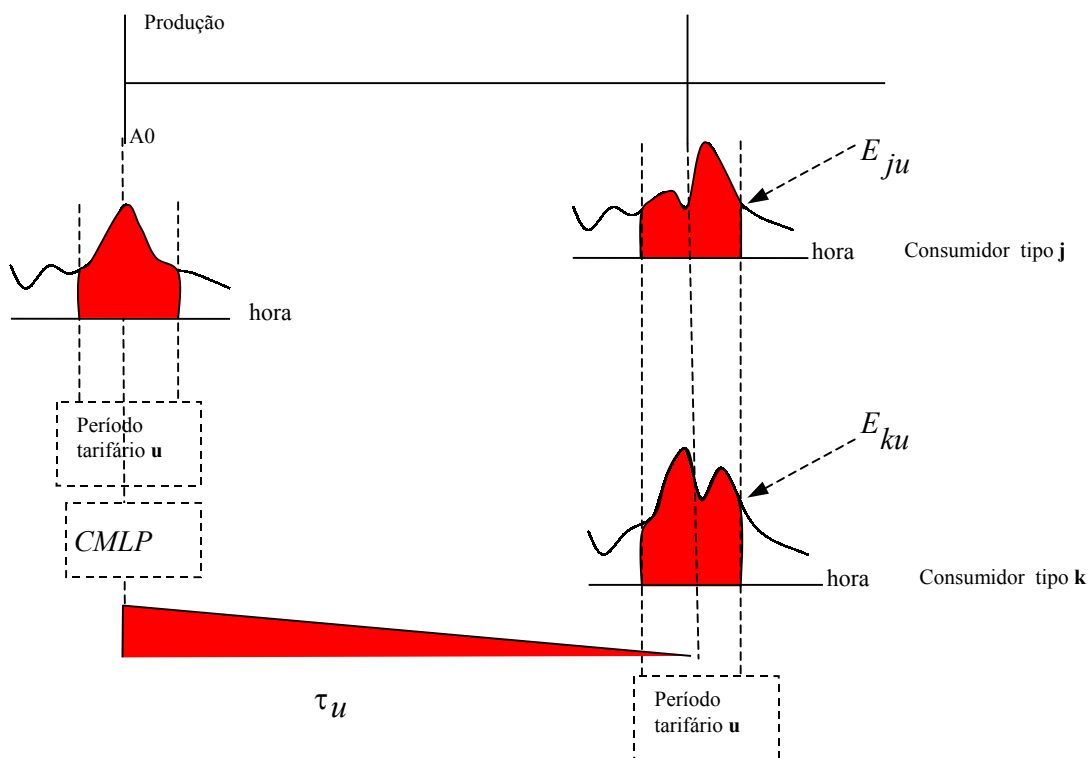
3.1.3.2 - CUSTOS MARGINAIS DE ENERGIA

Ao incremento Δ de demanda em relação a curva de duração de carga em um determinado período, de ponta ou fora de ponta, correspondem adicionais de consumo de energia. Em um sistema gerador puramente termoelétrico, esse consumo adicional de energia deve ser suprido através de uma maior utilização da última unidade geradora colocada em operação para o atendimento da curva de carga antes de ocorrer o incremento Δ de demanda. Supõe-se que as unidades geradoras do sistema são colocadas em operação seqüencialmente, na ordem crescente de seus custos de combustíveis.

De forma análoga, o CMLP de energia fora de ponta, corresponde a um incremento de carga fora do período de ponta, equivalente ao custo de combustível da menos eficiente unidade de base acionada fora do período de ponta. Os fatores de perdas de transmissão são menores nesse período que na ponta.

O custo marginal de energia de um consumidor – tipo **j**, em um período horo-sazonal **u**, é calculado a partir do correspondente CMLP, adicionado das perdas até o ponto de conexão do consumidor.

Figura 3.5 – Responsabilidade de energia



O custo marginal de energia na CERON foi calculado para cada consumidor tipo a partir dos custos de energia devidos a produção e interconexão, em R\$ / kW.ano.

Utilizou-se como custo marginal de geração o mix de compra de geração média do período 2002 – 2006.

$$C_{Eju} = (\mu_u^P + \mu_u^{A0}) \times (1 + \tilde{\tau}_u) \times E_u / D_u$$

Onde:

C_{Eju} = custo de energia no posto **u**

μ_u^P = custo de energia de produção no posto **u**;

μ_u^{A0} = custo de energia da rede A0 – interconexão – no posto **u**;

$\tilde{\tau}_u$ = taxa de perda de energia no posto **u** desde o ponto de conexão do cliente até a produção;

E_{ju} = consumo de energia do cliente, tipo **j**, no posto **u**

D_u = demanda de potência do cliente no posto **u**

3.1.3.3 - CUSTO MARGINAL TOTAL

$$C_{ju} = C_{Eju} + C_{Pju}$$

O custo marginal de longo prazo (CMLP) pode ser definido como o custo incremental de todos os ajustes no plano de expansão do sistema elétrico e em sua operação, causados por um incremento de mercado que seja mantido no futuro.

O custo marginal de longo prazo deve ser avaliado em uma estrutura desagregada, o que pode exigir a determinação de custos marginais variáveis de acordo com a hora do dia, o nível de tensão de consumo, a estação do ano etc

As tarifas de referências devem refletir, o melhor possível, os custos marginais de cada fornecimento típico.

O primeiro passo na estruturação das tarifas é a seleção de apropriados períodos de tarifação. As curvas de duração de carga e as disponibilidades do sistema devem ser analisadas para determinar os períodos em que a demanda é crítica, por exemplo, as horas de ponta do dia e a estação seca do ano.

O custo marginal total de cada consumidor típico é a soma dos seus custos marginais de energia e seus custos marginais de capacidade, calculados em R\$ / kW.ano e em R\$ / MWh.

$$C_{mg/P}^T = C_P^T + C_{E/P}$$

$$C_{mg/FP}^T = C_{FP}^T + C_{E/FP}$$

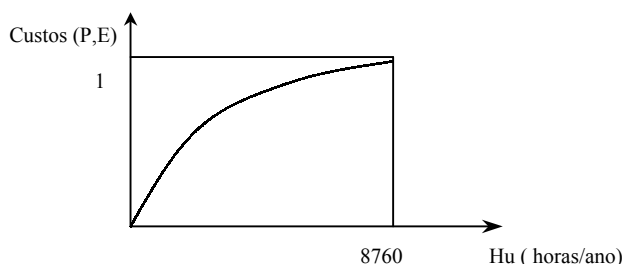
Onde:

$C_{mg/P}^T$ = custo marginal total do cliente tipo no posto ponta;

$C_{mg/FP}^T$ = custo marginal total do cliente tipo no posto fora de ponta;

O comportamento dos custos totais em função das horas utilizadas, está representado pela curva da Figura 3.6.

Figura 3.6 – Custo marginal de um fornecimento



Onde: custos (P,E) = custo total potência mais energia

3.1.4 - TARIFAS DE REFERÊNCIAS

As tarifas de referências, destinadas a consumidores finais ou intercâmbio entre empresas concessionárias, são obtidas considerando-se o comportamento da carga do sistema elétrico e dos diversos agrupamentos de consumidores (caracterização da carga).

São tarifas de potência e energia, em nível dos custos marginais de fornecimento típicos. Os custos marginais dos fornecimentos típicos são calculados a partir dos custos marginais de geração, transmissão e distribuição e das probabilidades de associação dos consumidores típicos ao sistema, definidos a partir do comportamento dos consumidores típicos.

3.1.4.1 - PASSAGEM DOS CUSTOS ÀS TARIFAS DE REFERÊNCIAS

As tarifas de referências são obtidas através de um processo de aproximação dos custos marginais de fornecimento típico a tarifas binômias, funções lineares de potência e energia.

$$C_{mg}^T \approx a.P + b.E$$

$$\frac{C_{mg}^T}{P} = a + \frac{bE}{P} = a + b.H_u$$

As derivadas $dC_{mg}^T/dP = a$ e $dC_{mg}^T/dE = b$ indicam de quanto aumenta o custo do consumidor devido a adicionais de demanda de potência ou de consumo de energia, respectivamente.

Para um consumidor com uma duração h_i , a melhor aproximação será tal que sua tarifa reflita seu custo marginal de fornecimento.

3.1.4.2 - CONSTRUÇÃO DAS TARIFAS

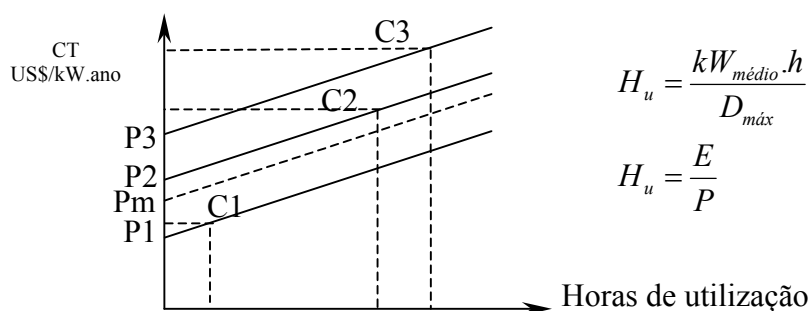
Após calcular os custos marginais dos vários clientes típicos de cada nível de tensão em função das horas de utilização, há condição de se criar as modalidades tarifárias.

- METODOLOGIA PARA CÁLCULO DAS TARIFAS

Os custos marginais dos fornecimentos são calculados para cada componente (energia e potência) e para cada posto tarifário (ponta, fora de ponta). No caso CERON não existiu diferenciação da energia nos postos horários e sazonais porque as compras de energia não são diferenciadas e a empresa não compra e vende no curto prazo.

A partir dos custos totais (CT) – potência mais energia – e das horas de utilização (Hu) de cada consumidor típico é possível construir um gráfico para cada posto tarifário relacionando as variáveis potência e energia.

Figura 3.7 – Custos totais em um mesmo nível de atendimento



Onde: P1, Pm, P2 e P3 são os custos relativos a capacidade.

Pelo gráfico, tarifas construídas exatamente iguais aos custos produzem retas paralelas já que os custos de energia (inclinação da reta) são os mesmos para os vários consumidores típicos em um mesmo nível de atendimento, enquanto que os custos de capacidade (ponto de interseção do eixo y) variam, pois ao contrário dos custos de energia, dependem da forma da curva de carga de cada um.

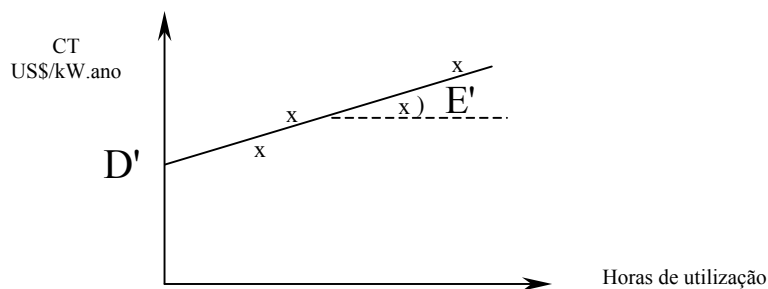
Se fossem construídas tarifas exatamente iguais aos custos de cada cliente, disponibilizando-as a todo mercado, provavelmente todos optariam pela de menor preço de demanda (P1); nesta condição, conforme pode ser visto na Figura 3.7, apenas o consumidor C1 estaria bem faturado.

Se fosse construída uma única tarifa, igual ao custo médio de cada componente, os consumidores C2 e C3 pagariam abaixo do custo enquanto o consumidor C1 pagaria acima, não refletindo de forma eficaz a responsabilidade dos consumidores.

Uma solução é obter uma tarifa com um preço de demanda D' e um preço de energia E' que permita cobrar de cada cliente um importe o mais próximo possível do seu custo total. Isto implica em deslocar parcela do valor do custo de potência para o preço de

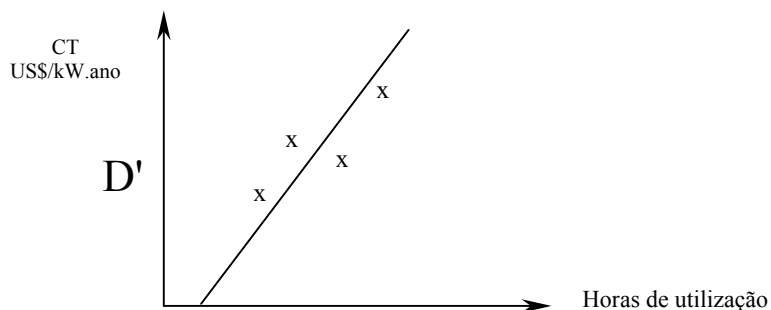
energia, saindo um pouco da estrutura de demanda/energia de cada cliente. Pode-se obter esta tarifa por regressão linear, encontrando a reta que melhor se ajuste aos pontos (CT_i, H_i) de cada cliente.

Figura 3.8 – Deslocamento dos custos



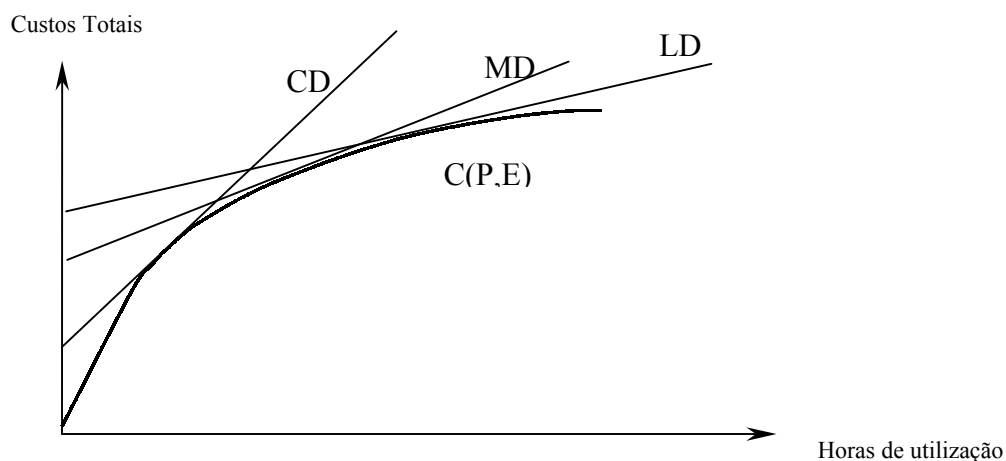
Esta solução nem sempre é possível ou eficiente. A regressão pode indicar valores de D' negativos, inaceitável, ou alguns consumidores podem ter suas faturas muito diferentes de seus custos totais. E ainda, não é aconselhável afastamentos muito grandes da estrutura demanda/energia dos consumidores pois prejudica a eficácia da aplicação das tarifas.

Figura 3.9 – Situação de custo de demanda negativo



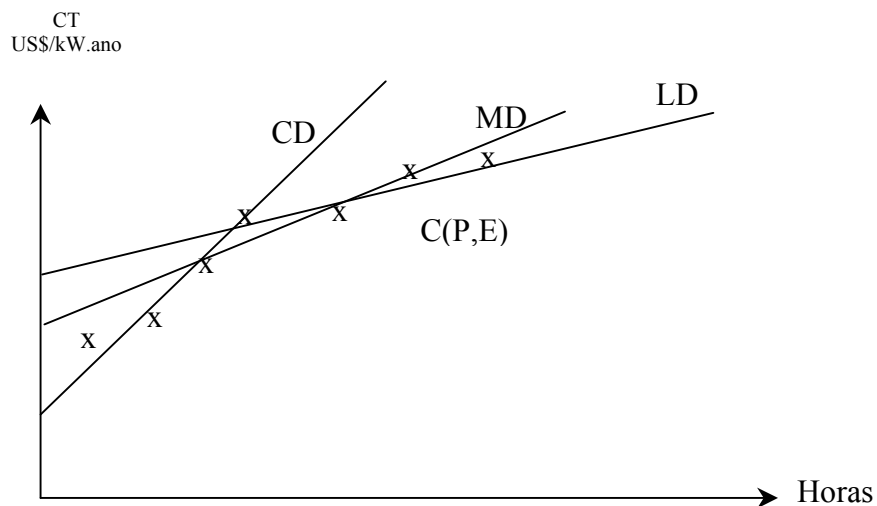
Uma solução é construir várias modalidades tarifárias.

Figura 3.10 – Retas de modalidades tarifárias



Aceitando-se a curva de custo Total - CT versus horas de utilização H, conforme Figura 3.10, para os consumidores de um determinado nível de atendimento, tem-se a forma expressa na Figura 3.11.

Figura 3.11 - Modalidades tarifárias em função do consumidor tipo



Podem ser construídas, por exemplo, três modalidades tarifárias a partir de retas tangentes a esta curva e que podem ser definidas como de CD (curta duração), MD (média duração) e LD (longa duração).

Na prática não se dispõe de uma função contínua de custos, mas de pontos nesse espaço.

Deve-se então, encontrar as retas que passem o mais próximo possível dos custos dos clientes chamados de curta, média e longa utilização. Isto pode ser feito graficamente como ponto de partida e para se ter uma visão espacial destes custos em cada posto.

Esta é uma forma de ajustar os custos totais a retas tarifárias, minimizando o afastamento demanda / energia dos consumidores.

Esse processo deve ser efetuado em ambiente computacional onde, a partir dos dados de mercado estratificado nos vários postos tarifários (energia e demanda) e dos custos também em cada posto tarifário para cada cliente tipo, definem-se as modalidades tarifárias que atendam aos três objetivos relacionados abaixo (em ordem de prioridade), quando cada consumidor optar pela tarifa que lhe propicie a menor fatura.

- 1 - que o faturamento total do mercado seja igual ao custo total do nível;
- 2 - que a menor fatura de cada consumidor típico seja a mais próxima possível de seus custos;
- 3 – que o faturamento total em ponta e fora de ponta (com a tarifa que propiciou a menor fatura total) sejam os mais próximos possível dos custos totais de cada posto;

O Capítulo 4 a seguir mostra a aplicação deste modelo no caso da CERON.

4 – APLICAÇÃO – CASO NA CERON

Os resultados obtidos na construção de um modelo de definição de tarifa de energia elétrica baseada no custo marginal teve como referência inicial as medições de campo e seus questionários das entrevistas que serviram para traçar o perfil dos consumidores. Foi o que se chamou de campanha de medidas, realizada no ano de 1999.

A CERON possuía 1.119 consumidores do nível A4, todos faturados com tarifa convencional, ou seja, com tarifa única para a componente de energia e para potência máxima. As medições, neste nível, foram realizadas em oito cidades de Rondônia: Porto Velho, Ariquemes, Ji-Paraná, Ouro Preto d' Oeste, Presidente Médice, Cacoal, Rolim de Moura e Vilhena . Foram aprovadas 153 medições, divididas por faixa de consumo.

As medições da classe residencial foram realizadas em quatro cidades de Rondônia consideradas representativas no Estado: Porto Velho, Ji-Paraná, Rolim de Moura e Vilhena, no período de janeiro a junho de 1999. Foram aprovadas 361 medições, divididas por faixa de consumo.

As medições da classe industrial e comercial foram realizadas também nas quatro cidades citadas acima. Foram aprovadas 111 medições da classe residencial (no período de fevereiro a junho de 1999) e 110 medições da classe comercial (no período de janeiro a junho de 1999).

As medições da classe rural foram realizadas nas cidade de Porto Velho, Ji-Paraná, Ouro Preto, Rolim de Moura e Vilhena, no período de fevereiro a junho de 1999. Foram aprovadas 197 medições.

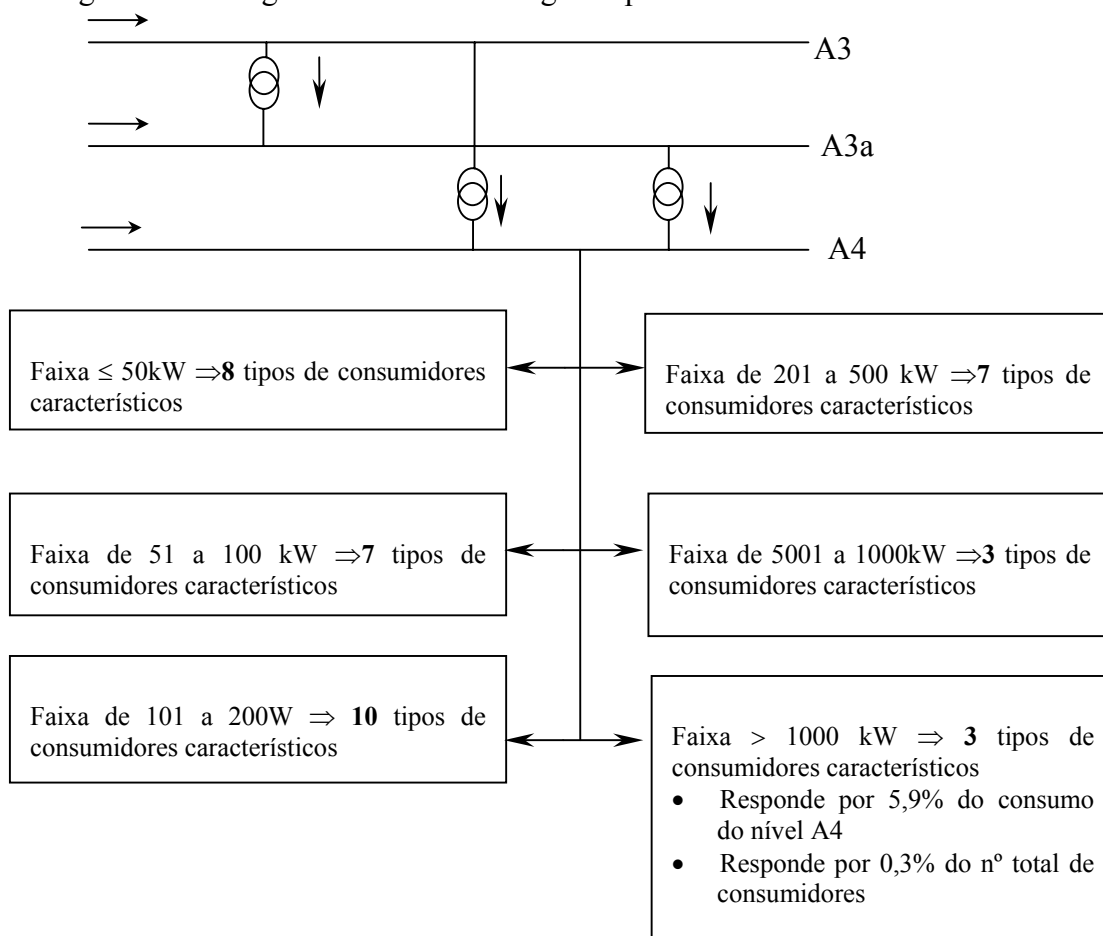
Foi realizada apenas uma medição na subestação de Ji-Paraná – rede A3 (69kV), cinco medições em transformadores com secundários em A4, 13,8 kV, nas subestações de Ariquemes, Ji-Paraná, Cacoal e Ouro Preto. Finalmente, 88 medições foram feitas em transformadores MT/BT no estado de Rondônia.

4.1 - CONSTRUÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS SUBGRUPO A4 DA CERON

A amostra com 153 clientes deu origem a 38 tipos de consumidores, classificados por faixa de consumo.

As etapas foram as seguintes:

Figura 4.1 – Diagrama de fluxo de carga simplificado da Ceron



- 1 - Definiu-se uma tarifa chamada de longa utilização o mais próxima possível dos custos marginais dos consumidores de longa utilização, ou seja, clientes com maior custo de capacidade.
- 2 - Definiu-se uma modalidade de média utilização, com um preço menor de demanda e um preço maior de energia do que a modalidade de longa utilização, cuja reta de preços passasse pelos custos totais dos consumidores de média utilização;
- 3 - Definiu-se uma terceira modalidade tarifária chamada de curta utilização, com um preço ainda menor de demanda e um preço maior de energia do que a modalidade de média utilização definida, cuja reta de preços passasse pelos custos totais dos consumidores de curta utilização, nos moldes da Figura 3.11;
- 4 - Calcularam-se as faturas de todos clientes tipo, em cada modalidade, em cada posto tarifário;
- 5 - Calcularam-se as faturas totais de cada um dos clientes tipo em cada modalidade tarifária;

- 6 - Verificou-se em qual tarifa cada um dos clientes tipo se enquadrava, ou seja, qual lhe proporcionava a menor fatura;
- 7 - Calculou-se a fatura total do nível a partir das menores faturas de cada cliente tipo;
- 8 - Calculou-se o desvio D (%) entre esta fatura total e o custo total do nível;
- 9 - Calculou-se, para cada cliente tipo, o desvio Di (%) entre a fatura verificada no item 6 e o seu custo marginal total;
- 10 - Separou-se a fatura total do nível em cada posto tarifário com as menores faturas de cada cliente tipo;
- 11 - Calculou-se, para cada posto, o desvio Dp e Dfp (%) entre a fatura total em cada posto (correspondente a modalidade que lhe proporcionava a menor fatura total) e o custo marginal total de cada posto tarifário;
- 12 - Calculou-se, para cada cliente tipo, o desvio Dpi e Dfpi (%) entre a fatura em cada posto (correspondente a modalidade que lhe proporcionava a menor fatura total) e o seu custo marginal em cada posto tarifário;
- 13 - Processou-se os ajustes nos preços de demanda e energia (em cada posto) em todas modalidades com o objetivo de minimizar o erro da fatura total do nível a partir das menores faturas de cada cliente tipo e do custo total do nível. Fez-se os ajuste para minimizar: Di (erro de cada cliente tipo entre a fatura que lhe proporciona a menor fatura e o seu custo marginal total), Dp(erro da fatura total do nível na ponta a partir das menores faturas de cada cliente tipo e o custo total do nível) , Dfp (erro da fatura total do nível fora da ponta a partir das menores faturas de cada cliente tipo e o custo total do nível), Dpi (erro de cada cliente tipo entre a fatura, na ponta, que lhe proporciona a menor fatura e o seu custo marginal total)e Dfpi (erro de cada cliente tipo entre a fatura, fora da ponta, que lhe proporciona a menor fatura e o seu custo marginal total)

- MODALIDADES TARIFÁRIAS DO SUBGRUPO A4 DA CERON

Construíram-se, para o subgrupo A4 da CERON, três modalidades tarifárias:

Duas diferenciadas: Azul (longa utilização) e Verde (curta utilização)

Uma binômica convencional (média utilização)

Utilizando-se da tipologia das cargas dos consumidores e sistema elétrico gerou-se o mercado do subgrupo A4, Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Mercado Subgrupo A4

MERCADO DO SUBGRUPO A4												
FAIXA	Tipo	Demanda - kW			Energia - MWh					Demanda Faturada - kW		
		Ponta	F.Ponta	Máxima	PS	PU	FPS	FPU	Total	Ponta	F.Ponta	Máxima
> 1000 kW	1	982	981	982	396	285	3.683	2.648	7.011	1.180	1.417	1.417
	2	379	845	845	138	99	2.121	1.525	3.883	451	1.178	1.178
	3	409	759	759	173	125	1.621	1.166	3.085	510	1.055	1.055
501 a 1000 kW	1	1.369	2.064	2.064	560	403	6.302	4.531	11.797	1.717	3.315	3.315
	2	1.034	869	1.034	424	305	1.616	1.162	3.507	1.230	1.232	1.232
	3	264	1.002	1.002	62	45	1.762	1.267	3.137	743	1.518	1.518
201 a 500 kW	1	2.346	4.160	4.160	979	704	10.813	7.774	20.271	2.901	6.109	6.109
	2	225	957	957	96	69	2.540	1.826	4.531	281	1.411	1.411
	3	241	1.211	1.211	96	69	2.268	1.631	4.065	323	1.778	1.778
	4	1.493	1.777	1.777	640	460	6.334	4.554	11.988	1.854	2.706	2.706
	5	873	1.136	1.136	364	262	2.453	1.764	4.843	1.080	1.607	1.607
	6	112	702	702	46	33	1.169	840	2.088	136	1.056	1.056
	7	577	817	817	176	127	1.447	1.040	2.790	692	1.166	1.166
101 a 200 kW	1	418	2.350	2.350	173	125	3.614	2.598	6.510	563	4.163	4.163
	2	2.205	2.454	2.454	928	667	7.747	5.570	14.913	2.723	3.816	3.816
	3	705	1.344	1.344	289	208	2.976	2.140	5.612	855	2.130	2.130
	4	556	1.199	1.199	123	89	1.995	1.435	3.642	706	1.765	1.765
	5	1.607	2.804	2.804	649	467	6.187	4.448	11.751	2.019	4.010	4.010
	6	1.591	4.133	4.133	397	285	7.373	5.301	13.356	2.324	5.907	5.907
	7	81	1.042	1.042	34	24	1.141	821	2.020	97	1.545	1.545
	8	1.112	1.350	1.350	479	344	4.271	3.071	8.165	1.393	1.873	1.873
	9	215	933	933	75	54	1.254	902	2.285	272	1.291	1.291
	10	551	515	515	234	168	474	341	1.217	653	758	758
51 a 100 kW	1	371	164	371	160	115	71	51	396	431	502	502
	2	123	1.775	1.775	48	34	2.048	1.473	3.603	187	2.604	2.604
	3	2.816	2.815	2.816	1.190	856	10.853	7.803	20.702	3.520	4.516	4.516
	4	353	2.259	2.259	131	94	3.636	2.614	6.476	432	3.461	3.461
	5	651	2.920	2.920	203	146	5.027	3.614	8.990	1.081	4.179	4.179
	6	219	1.026	1.026	66	48	1.489	1.071	2.673	318	1.440	1.440
	7	563	1.075	1.075	177	127	2.132	1.533	3.969	745	1.556	1.556
< 50 kW	1	76	445	445	31	22	716	515	1.283	88	718	718
	2	1.677	2.337	2.337	686	493	6.952	4.998	13.129	2.127	3.945	3.945
	3	103	920	920	42	30	1.147	825	2.045	135	1.358	1.358
	4	30	707	707	13	9	901	648	1.571	42	1.318	1.318
	5	228	1.351	1.351	98	71	2.572	1.849	4.590	295	2.144	2.144
	6	1.185	871	1.185	471	339	3.552	2.554	6.916	1.463	1.674	1.674
	7	653	2.309	2.309	231	166	4.552	3.273	8.222	903	3.532	3.532
	8	111	114	114	48	35	271	195	548	130	167	167
Total		28.507	56.490	57.214	11.126	8.002	127.082	91.369	237.579	36.601	85.918	85.918

Fonte: CERON

Após calcular o mercado anual de cada consumidor típico estratificado nos postos tarifários, calculou-se as perdas elétricas desde o ponto de conexão do consumidor na rede até a origem do nível. Essas perdas foram consideradas na composição dos custos dos clientes.

Calculou-se o fator de coincidência (Ph), que é a demanda de cada hora dividida pela demanda máxima do posto tarifário, para cada tipo.

Calculou-se as relações entre tipos de consumidores e de redes em cada nível de tensão, onde se destacam as macros variáveis:

C_i - percentual de cada tipo de consumidor no mercado total;

α - percentual de cada tipo de rede na energia total que transita no nível;

β - percentual de cada tipo de consumidor em cada tipo de rede.

Pôde-se assim calcular as probabilidades de associação do cliente π_h tipo a rede tipo cuja ponta ocorre no horário h, dentro de um posto tarifário definido.

Daí se calculou a responsabilidade de potência dos consumidores nos postos tarifários.

O cálculo do custo marginal de capacidade foi feito para cada consumidor tipo, desde a geração até seu ponto de conexão à rede, passando por cada nível do sistema elétrico a montante, em R\$ / kW.ano.

O custo marginal de energia foi calculado para cada consumidor tipo a partir dos preços de compra de energia devido a produção e interconexão, transformados em R\$/kW.ano.

E, finalmente, o custo marginal total de cada consumidor tipo foi determinado através da soma dos seus custos marginais de energia e de capacidade.

A Tabela 4.2 apresenta os custos marginais de potência (R\$/kW.ano) e energia (R\$/MWh) em cada posto tarifário para cada cliente tipo.

Tabela 4.2 Custos marginais do subgrupo a4

FAIXA	Tipo	Capacidade - R\$/kW.ano			Energia - R\$/MWh				Energia - R\$/kW.ano						Total - R\$/kW.ano		
		Ponta	F.Ponta	Total	PS	PU	FPS	FPU	PS	PU	FPS	FPU	Ponta	Fponta	Ponta	FPonta	Total
> 1000 kW	1	153	15	168	46	46	45	45	19	13	169	122	32	291	185	306	491
	2	131	15	74	46	46	45	45	17	12	113	81	29	195	160	210	281
	3	160	3	89	46	46	45	45	20	14	96	69	34	165	193	168	272
501 a 1000 kW	1	155	14	117	46	46	45	45	19	14	138	99	32	237	188	251	375
	2	157	12	167	46	46	45	45	19	14	84	60	32	144	189	156	320
	3	78	1	22	46	46	45	45	11	8	79	57	19	136	97	138	163
201 a 500 kW	1	155	10	98	46	46	45	45	19	14	117	84	33	201	188	212	318
	2	154	15	52	46	46	45	45	20	14	120	86	34	206	188	221	265
	3	153	4	34	46	46	45	45	18	13	84	61	32	145	184	149	186
	4	159	17	151	46	46	45	45	20	14	161	116	34	276	193	293	455
	5	157	10	131	46	46	45	45	19	14	97	70	33	167	190	177	323
	6	156	2	27	46	46	45	45	19	14	75	54	33	129	188	131	161
	7	108	2	79	46	46	45	45	14	10	80	57	24	137	132	140	233
101 a 200 kW	1	156	2	30	46	46	45	45	19	14	69	50	33	119	189	122	155
	2	155	16	155	46	46	45	45	19	14	142	102	33	245	188	261	430
	3	154	7	88	46	46	45	45	19	14	100	72	32	172	186	179	277
	4	73	3	37	46	46	45	45	10	7	75	54	18	129	90	132	174
	5	151	5	92	46	46	45	45	19	13	99	72	32	171	183	176	281
	6	84	2	34	46	46	45	45	11	8	80	58	20	138	104	140	180
	7	160	1	14	46	46	45	45	19	14	49	36	33	85	194	86	101
	8	156	15	144	46	46	45	45	20	14	143	103	34	245	190	261	417
	9	128	3	33	46	46	45	45	16	12	61	44	28	104	155	107	143
	10	162	15	176	46	46	45	45	20	14	42	30	34	71	196	86	276
51 a 100 kW	1	163	15	170	46	46	45	45	20	14	19	14	34	33	197	48	218
	2	145	1	12	46	46	45	45	18	13	52	37	31	89	176	91	103
	3	158	15	173	46	46	45	45	19	14	174	125	33	299	191	314	505
	4	136	3	25	46	46	45	45	17	12	73	52	29	125	166	128	154
	5	111	2	27	46	46	45	45	14	10	78	56	25	133	135	136	166
	6	107	15	38	46	46	45	45	14	10	65	47	24	113	131	127	155
	7	112	4	62	46	46	45	45	14	10	89	64	25	154	136	158	229
< 50 kW	1	147	10	35	46	46	45	45	19	14	73	52	32	125	179	135	165
	2	153	10	120	46	46	45	45	19	14	134	96	32	230	185	241	374
	3	149	13	30	46	46	45	45	19	14	56	40	33	97	181	110	130
	4	156	1	7	46	46	45	45	19	14	57	41	33	99	189	99	107
	5	159	11	37	46	46	45	45	20	14	86	62	34	147	193	158	191
	6	148	19	162	46	46	45	45	18	13	184	132	31	316	179	335	425
	7	129	4	40	46	46	45	45	16	12	89	64	28	153	157	156	201
	8	164	15	175	46	46	45	45	20	14	107	77	34	183	199	198	391

Fonte: CERON

Observou-se que a aplicação dos custos marginais do subgrupo A4 (Tabela 4.2) ao mercado do subgrupo A4 (Tabela 4.1) gerou uma receita marginal de R\$ 15.296.819,00

(Tabela 4.3) e, desta forma, o primeiro parâmetro obedecido para se calcular as tarifas iniciais foi o de que essas tarifas gerassem uma receita no mínimo igual a esse valor. Depois fizeram-se os ajustes para obter as receitas atuais, de referência, e finalmente, a de aplicação. Etapas que serão comentadas a seguir.

Tabela 4.3 - Receita marginal do subgrupo A4 – R\$

FAIXA	Tipo	Demanda			Energia					Total Geral		
		Ponta	F.Ponta	Total	PS	PU	FPS	FPU	Total	Ponta	F.Ponta	Total
> 1000 kW	1	150.044	15.145	165.188	18.241	13.118	165.988	119.342	316.689	181.402	300.475	481.877
	2	49.557	12.932	62.490	6.359	4.573	95.592	68.729	175.253	60.489	177.253	237.743
	3	65.362	2.015	67.376	7.981	5.740	73.071	52.537	139.329	79.082	127.623	206.705
501 a 1000 kW	1	212.618	28.670	241.288	25.821	18.570	284.053	204.228	532.673	257.010	516.951	773.961
	2	162.287	10.083	172.370	19.545	14.056	72.821	52.355	158.777	195.888	135.259	331.147
	3	20.557	1.238	21.795	2.868	2.063	79.439	57.116	141.486	25.487	137.793	163.281
201 a 500 kW	1	364.145	42.848	406.993	45.114	32.445	487.361	350.402	915.323	441.705	880.611	1.322.316
	2	34.683	14.692	49.375	4.419	3.178	114.470	82.303	204.370	42.280	211.464	253.745
	3	36.799	4.681	41.480	4.443	3.195	102.238	73.508	183.384	44.436	180.427	224.863
	4	237.291	30.383	267.674	29.489	21.208	285.471	205.247	541.415	287.989	521.101	809.089
	5	137.103	11.215	148.317	16.773	12.063	110.580	79.503	218.919	165.938	201.298	367.236
	6	17.422	1.610	19.032	2.135	1.536	52.668	37.868	94.206	21.093	92.146	113.238
	7	62.403	1.958	64.361	8.115	5.836	65.215	46.888	126.054	76.354	114.061	190.416
101 a 200 kW	1	65.154	5.541	70.696	7.982	5.741	162.879	117.108	293.710	78.878	285.528	364.406
	2	341.503	39.656	381.159	42.760	30.752	349.197	251.063	673.771	415.015	639.916	1.054.930
	3	108.445	9.932	118.377	13.311	9.573	134.137	96.441	253.462	131.328	240.510	371.839
	4	40.417	3.971	44.388	5.689	4.091	89.932	64.660	164.371	50.197	158.562	208.759
	5	242.839	14.975	257.813	29.914	21.514	278.850	200.487	530.765	294.266	494.312	788.578
	6	133.487	7.560	141.048	18.285	13.151	332.298	238.918	602.652	164.923	578.776	743.700
	7	13.002	1.171	14.172	1.568	1.128	51.441	36.985	91.122	15.698	89.596	105.294
	8	173.400	20.743	194.144	22.050	15.858	192.517	138.415	368.840	211.309	351.675	562.983
	9	27.446	3.001	30.446	3.474	2.499	56.523	40.639	103.135	33.419	100.162	133.581
	10	89.315	7.753	97.068	10.761	7.739	21.379	15.370	55.249	107.814	44.502	152.316
51 a 100 kW	1	60.442	2.472	62.915	7.358	5.292	3.193	2.295	18.138	73.093	7.960	81.053
	2	17.841	2.572	20.412	2.209	1.588	92.315	66.374	162.485	21.638	161.260	182.898
	3	443.716	42.375	486.091	54.818	39.424	489.188	351.714	935.144	537.958	883.276	1.421.234
	4	48.164	7.360	55.523	6.030	4.337	163.898	117.840	292.105	58.531	289.098	347.628
	5	72.140	6.292	78.432	9.336	6.714	226.580	162.908	405.538	88.190	395.780	483.970
	6	23.510	15.187	38.697	3.048	2.192	67.118	48.257	120.614	28.749	130.561	159.311
< 50 kW	1	62.929	4.109	67.038	8.134	5.850	96.116	69.105	179.204	76.913	169.330	246.242
	2	11.113	4.510	15.622	1.419	1.020	32.255	23.191	57.885	13.551	59.955	73.507
	3	255.913	24.228	280.141	31.584	22.714	313.333	225.279	592.910	310.211	562.840	873.051
	4	15.268	12.256	27.524	1.940	1.395	51.715	37.182	92.232	18.603	101.153	119.756
	5	4.722	456	5.177	578	416	40.614	29.202	70.810	5.716	70.272	75.988
	6	36.274	14.229	50.503	4.529	3.257	115.909	83.337	207.032	44.060	213.475	257.535
	7	174.863	16.672	191.535	21.686	15.596	160.110	115.115	312.506	212.145	291.897	504.042
	8	84.232	8.600	92.832	10.624	7.640	205.181	147.522	370.968	102.496	361.303	463.800
8	18.282	1.722	20.004	2.219	1.596	12.206	8.776	24.797	22.097	22.704	44.801	
Total		4.114.685	454.811	4.569.497	512.609	368.657	5.727.850	4.118.206	10.727.322	4.995.951	10.300.868	15.296.819

Fonte: CERON

O primeiro passo na definição das tarifas diferenciadas foi organizar os clientes tipo por ordem decrescente, com base nas horas de utilização, no posto tarifário de ponta. Obteve-se a Tabela 4.4

Tabela 4.4 – Horas de utilização de ponta e custos totais do subgrupo A4

FAIXA	Tipo	Horas de utilização			Custo Total R\$/kW.ano			Custo de Cap R\$/kW.ano		
		Ponta	F.ponta	Total	Ponta	F.ponta	Total	Ponta	F.ponta	Total
< 50 kW	8	744	4068	4791	199	198	391	164	15	175
< 50 kW	5	741	3272	3397	193	158	191	159	11	37
101 a 200 kW	8	740	5440	6049	190	261	417	156	15	144
51 a 100 kW	1	740	741	1068	197	48	218	163	15	170
201 a 500 kW	4	737	6127	6747	193	293	455	159	17	151
201 a 500 kW	2	732	4564	4736	188	221	265	154	15	52
> 1000 kW	3	728	3670	4063	193	168	272	160	3	89
101 a 200 kW	10	728	1583	2207	196	86	276	162	15	176
51 a 100 kW	3	726	6626	7351	191	314	505	158	15	173
101 a 200 kW	2	724	5428	6078	188	261	430	155	16	155
101 a 200 kW	7	722	1883	1939	194	86	101	160	1	14
201 a 500 kW	1	718	4468	4873	188	212	318	155	10	98
201 a 500 kW	5	717	3714	4265	190	177	323	157	10	131
< 50 kW	4	714	2191	2221	189	99	107	156	1	7
101 a 200 kW	1	713	2644	2771	189	122	155	156	2	30
201 a 500 kW	6	712	2863	2976	188	131	161	156	2	27
< 50 kW	3	706	2145	2223	181	110	130	149	13	30
501 a 1000 kW	2	705	3197	3390	189	156	320	157	12	167
101 a 200 kW	3	704	3807	4177	186	179	277	154	7	88
501 a 1000 kW	1	704	5250	5716	188	251	375	155	14	117
< 50 kW	2	703	5113	5617	185	241	374	153	10	120
< 50 kW	1	701	2767	2886	179	135	165	147	10	35
101 a 200 kW	5	695	3793	4191	183	176	281	151	5	92
> 1000 kW	1	693	6451	7141	185	306	491	153	15	168
201 a 500 kW	3	688	3220	3357	184	149	186	153	4	34
< 50 kW	6	683	7009	5834	179	335	425	148	19	162
51 a 100 kW	2	670	1984	2030	176	91	103	145	1	12
51 a 100 kW	4	637	2767	2866	166	128	154	136	3	25
> 1000 kW	2	626	4316	4597	160	210	281	131	15	74
< 50 kW	7	607	3389	3561	157	156	201	129	4	40
101 a 200 kW	9	602	2310	2449	155	107	143	128	3	33
51 a 100 kW	7	539	3410	3693	136	158	229	112	4	62
51 a 100 kW	5	535	2959	3079	135	136	166	111	2	27
201 a 500 kW	7	524	3046	3416	132	140	233	108	2	79
51 a 100 kW	6	519	2496	2607	131	127	155	107	15	38
101 a 200 kW	6	429	3066	3231	104	140	180	84	2	34
501 a 1000 kW	3	406	3023	3130	97	138	163	78	1	22
101 a 200 kW	4	382	2860	3037	90	132	174	73	3	37

Fonte: CERON

Organizou-se também os custos dos clientes tipo por ordem decrescente, de horas de utilização, no posto tarifário fora de ponta. Obteve-se a Tabela 4.5

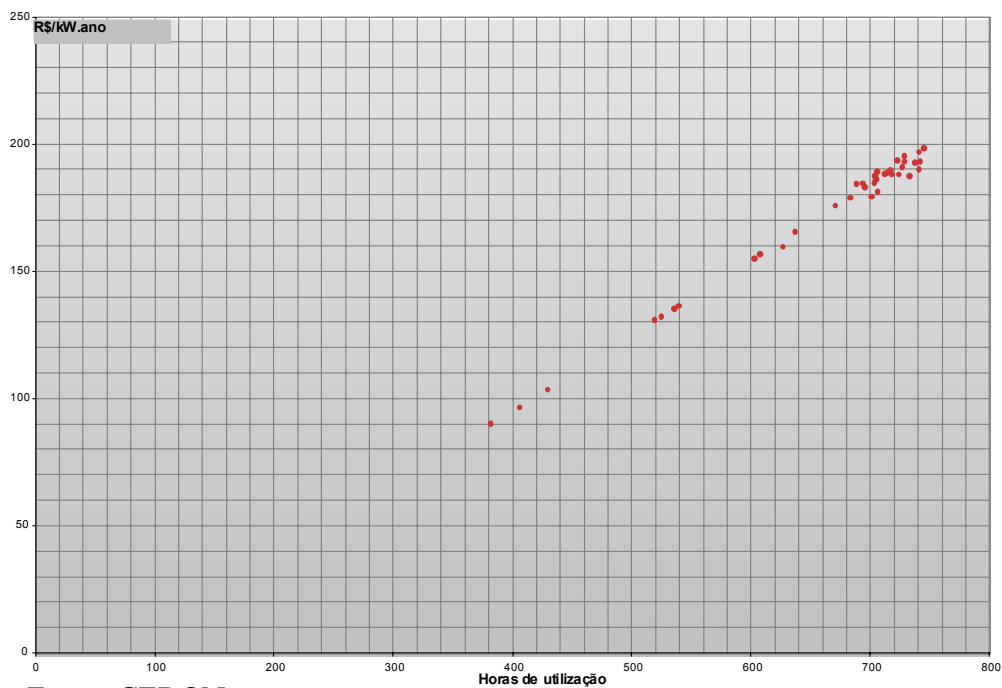
Tabela 4.5 – Horas de utilização fora de ponta e custos totais do subgrupo A4

FAIXA	Tipo	Horas de utilização			Custo Total R\$/kW.ano			Capacidade - R\$/kW.ano		
		Ponta	F.ponta	Total	Ponta	F.ponta	Total	Ponta	F.Ponta	Total
< 50 kW	6	683	7009	5834	179	335	425	148	19	162
51 a 100 kW	3	726	6626	7351	191	314	505	158	15	173
> 1000 kW	1	693	6451	7141	185	306	491	153	15	168
201 a 500 kW	4	737	6127	6747	193	293	455	159	17	151
101 a 200 kW	8	740	5440	6049	190	261	417	155	16	155
101 a 200 kW	2	724	5428	6078	188	261	430	156	15	144
501 a 1000 kW	1	704	5250	5716	188	251	375	155	14	117
< 50 kW	2	703	5113	5617	185	241	374	153	10	120
201 a 500 kW	2	732	4564	4736	188	221	265	154	15	52
201 a 500 kW	1	718	4468	4873	188	212	318	155	10	98
> 1000 kW	2	626	4316	4597	160	210	281	131	15	74
< 50 kW	8	744	4068	4791	199	198	391	164	15	175
1013 a 200 kW	3	704	3807	4177	186	179	277	154	7	88
101 a 200 kW	5	695	3793	4191	183	176	281	151	5	92
201 a 500 kW	5	717	3714	4265	190	177	323	157	10	131
> 1000 kW	3	728	3670	4063	193	168	272	160	3	89
51 a 100 kW	7	539	3410	3693	136	158	229	112	4	62
< 50 kW	7	607	3389	3561	157	156	201	129	4	40
< 50 kW	5	741	3272	3397	193	158	191	159	11	37
201 a 500 kW	3	688	3220	3357	184	149	186	157	12	167
501 a 1000 kW	2	705	3197	3390	189	156	320	153	4	34
101 a 200 kW	6	429	3066	3231	104	140	180	84	2	34
201 a 500 kW	7	524	3046	3416	132	140	233	108	2	79
501 a 1000 kW	3	406	3023	3130	97	138	163	78	1	22
51 a 100 kW	5	535	2959	3079	135	136	166	111	2	27
201 a 500 kW	6	712	2863	2976	188	131	161	73	3	37
101 a 200 kW	4	382	2860	3037	90	132	174	156	2	27
51 a 100 kW	4	637	2767	2866	166	128	154	136	3	25
< 50 kW	1	701	2767	2886	179	135	165	147	10	35
51 a 100 kW	6	519	2496	2607	131	127	155	156	2	30
101 a 200 kW	9	602	2310	2449	155	107	143	128	3	33
< 50 kW	4	714	2191	2221	189	99	107	156	1	7
< 50 kW	3	706	2145	2223	181	110	130	149	13	30
51 a 100 kW	2	670	1984	2030	176	91	103	145	1	12
101 a 200 kW	7	722	1883	1939	194	86	101	160	1	14

Fonte: CERON

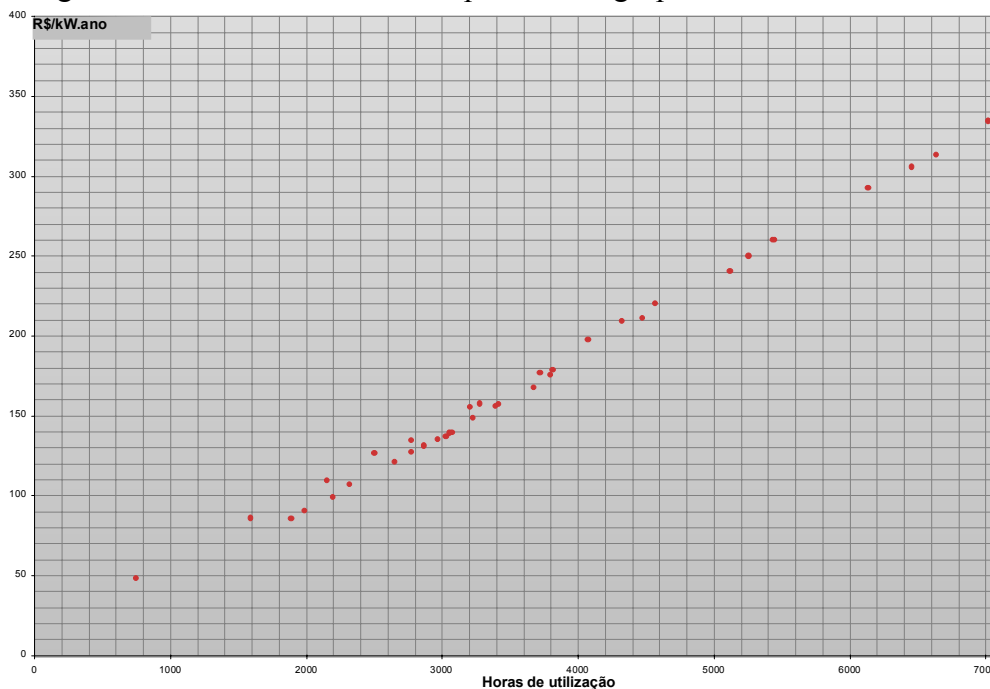
A partir da Tabela 4.4 com as horas de utilização de ponta e custos totais do subgrupo A4, organizados por ordem decrescente das horas, pôde-se assim chegar à figura a seguir:

Figura 4.2 - Custos totais na ponta – subgrupo A4



Da mesma forma, a partir da Tabela 4.5 com as horas de utilização fora de ponta e custos totais do subgrupo A4, organizados por ordem decrescente das horas, pôde-se assim chegar à figura a seguir:

Figura 4.3 – Custos totais fora da ponta – subgrupo A4



Fonte: CERON

Após “plotar” os pontos de custos totais versus horas de utilização em cada posto, selecionou-se os consumidores com maiores custos de capacidade e horas de utilização para construir a tarifa de Longa Utilização de Ponta, ou seja, aqueles com mais de 710 horas de utilização.

Traçou-se a linha de tendência, regressão linear, onde se chegou na equação da reta $y = 0,2026x + 44,596$

Assim encontrou-se um custo de potência de 44,60 R\$ / KW.ano e custo de energia de 202,26 R\$/MWh. Mas como o custo médio de potência deste cliente era de 158 R\$/MW.ano, observou-se que o resultado da regressão não fora satisfatória pois reduziu demais a componente de potência da ponta. Fez-se, assim uma segunda regressão forçando a interseção no eixo dos custos totais em 110 R\$/kW.ano que era um valor intermediário. Nessa condição o custo de energia ficou em 112,3 R\$/MWh. Estas, então, foram as tarifas iniciais ou de partida de longa utilização da ponta no processo de construção das tarifas diferenciadas.

Depois, escolheram-se os clientes de curta duração que são aqueles no intervalo de 382 a 695 horas de utilização na ponta. A regressão obtida gerou um preço de potência negativo. Foi necessário uma segunda regressão forçando a passagem na origem dos eixos.

Assim, o preço de potência ficou igual a zero e o preço de energia ficou em 258 R\$/MWh. Esta foi a tarifa inicial ou de partida de curta utilização de ponta.

A tarifa convencional inicialmente foi definida a partir dos custos médios de potência, fora de ponta, dos clientes de média utilização, ou seja, aqueles que estão entre 3.000 e 5.000 horas de utilização. A tarifa de energia de partida foi de R\$ 50 / MWh.

Após inúmeras simulações, segundo os técnicos incumbidos da tarefa, chegou-se nas tarifas ainda em relação ao custo marginal, sem se fazer os ajustes para equalizar com a receita da época.

O mesmo processo foi feito para analisar o posto fora de ponta.

Para chegar nas tarifas da Tabela 4.6 faturou-se os clientes nas três modalidades tarifárias e verificou-se em qual delas o cliente iria obter a menor fatura, ver tabela 4.9

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês			Energia - R\$ / MWh				
		Ponta	F. Ponta	Máxima	P.S	PU	F.P.S	FPU	Média
A4	AZUL	7,32	0,55		108,89	108,89	46,00	46,00	
A4	VERDE				267,06	267,06	46,00	46,00	
A4	Convencional			2,77					59,25

Para se chegar nas tarifas em nível da receita da época, no A4, fizeram-se ajustes necessários para que as tarifas propostas gerassem a mesma receita das tarifas vigentes na época, ou seja, a que fora homologada pela resolução nº 468/00, da ANEEL. Chegou-se aos valores da tabela abaixo.

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês			Energia - R\$ / MWh				
		Ponta	F. Ponta	Máxima	P.S	PU	F.P.S	FPU	Média
A4	AZUL	14,38	1,08		213,98	213,98	90,40	90,40	
A4	VERDE			1,08	524,83	524,83	90,40	90,40	
A4	Convencional			5,45					116,44

Com base no cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD, foi possível determinar a receita autorizada do subgrupo A4 e compará-la com a estrutura do faturamento da época. De posse da receita autorizada, calculou-se as tarifas de referências, ou seja, aquelas que consideram a receita de distribuição a ser recuperada, do subgrupo A4.

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês			Energia - R\$ / MWh				
		Ponta	F. Ponta	Máxima	P.S	PU	F.P.S	FPU	Média
A4	AZUL	11,49	0,86		170,94	170,94	72,22	72,22	
A4	VERDE			0,86	419,26	419,26	72,22	72,22	
A4	Convencional			4,36					93,02

A Tabela 4.9 apresenta as menores faturas para cada cliente tipo e o faturamento total o mais próximo possível do custo marginal total calculadas na Tabela 4.3.

Tabela 4.9 – Faturamento em cada modalidade tarifária – Subgrupo A4

FAIXA	Tipo	Fatura Total cada Tarifa			Tarifa	Receita Marginal	Diferença			Fatura mínima			Receita Marginal		Diferença	
		Azul	Verde	Conv.			min	Azul	Verde	Conv.	Total	Ponta	F. Ponta	Ponta	F. Ponta	Ponta
> 1000 kW	1	478.260	482.298		Azul	481.877	-1%	-1%	0%	478.260	177.737	300.523	181.402	300.475	-2%	0%
	2	240.887	238.818		Verde	237.743	0%	1%	0%	238.818	63.371	175.446	60.489	177.253	5%	-1%
	3	212.343	214.665		Azul	206.705	3%	3%	4%	212.343	77.212	135.131	79.082	127.623	-2%	6%
501 a 1000 kW	1	775.806	777.450		Azul	773.961	0%	0%	0%	775.806	255.680	520.126	257.010	516.951	-1%	1%
	2	323.319	330.624		Azul	331.147	-2%	-2%	0%	323.319	187.467	135.852	195.888	135.259	-4%	0%
	3	226.261	177.927		Verde	163.281	9%	39%	9%	177.927	28.582	149.345	25.487	137.793	12%	8%
201 a 500 kW	1	1.333.235	1.344.759		Azul	1.322.316	1%	1%	2%	1.333.235	438.062	895.173	441.705	880.611	-1%	2%
	2	252.774	254.141		Azul	253.745	0%	0%	0%	252.774	42.672	210.102	42.280	211.464	1%	-1%
	3	237.503	235.325		Verde	224.863	5%	6%	5%	235.325	44.272	191.053	44.436	180.427	0%	6%
	4	801.267	812.488		Azul	809.089	-1%	-1%	0%	801.267	282.655	518.612	287.989	521.101	-2%	0%
	5	367.529	371.711		Azul	367.236	0%	0%	1%	367.529	162.967	204.562	165.938	201.298	-2%	2%
	6	119.997	120.620		Azul	113.238	6%	6%	7%	119.997	20.654	99.343	21.093	92.146	-2%	8%
	7	215.813	202.944		Verde	190.416	7%	13%	7%	202.944	80.868	122.076	76.354	114.001	6%	7%
101 a 200 kW	1	395.026	392.673	524.330	Verde	364.406	8%	8%	8%	392.673	79.549	313.124	78.878	285.528	1%	10%
	2	1.050.552	1.063.825	1.010.661	Conv	1.054.930	-4%	0%	1%	1.010.661			415.015	639.916		
	3	378.468	381.976	403.450	Azul	371.839	2%	2%	3%	378.468	129.140	249.328	131.328	240.510	-2%	4%
	4	254.510	226.066	274.551	Verde	208.759	8%	22%	8%	226.066	56.691	169.376	50.197	158.562	13%	7%
	5	814.375	813.683	829.785	Verde	788.578	3%	3%	3%	813.683	298.110	515.572	294.266	494.312	1%	4%
	6	900.213	804.039	988.017	Verde	743.700	8%	21%	8%	804.039	182.224	621.815	164.923	578.776	10%	7%
	7	115.275	116.031	171.137	Azul	105.294	9%	9%	10%	115.275	14.874	100.402	15.698	89.596	-5%	12%
	8	561.950	569.799	546.138	Conv	562.983	-3%	0%	1%	546.138			211.309	351.675		
	9	145.662	142.271	178.378	Verde	133.581	7%	9%	7%	142.271	34.624	107.647	33.419	100.162	4%	7%
	10	143.529	149.725	97.338	Conv	152.316	-36%	-6%	-2%	97.338			107.814	44.502		
51 a 100 kW	1	76.615	82.233	40.213	Conv	81.053	-50%	-5%	1%	40.213			73.093	7.960		
	2	204.504	201.090	300.204	Verde	182.898	10%	12%	10%	201.090	22.011	179.079	21.638	161.260	2%	11%
	3	1.419.768	1.434.197	1.376.983	Conv	1.421.234	-3%	0%	1%	1.376.983			537.958	883.276		
	4	372.769	370.388	498.932	Verde	347.628	7%	7%	7%	370.388	60.094	310.294	58.531	289.098	3%	7%
	5	557.811	518.017	671.784	Verde	483.970	7%	15%	7%	518.017	93.035	424.982	88.190	395.780	5%	7%
	6	167.543	157.593	206.367	Verde	159.311	-1%	5%	-1%	157.593	30.372	127.220	28.749	130.561	6%	-3%
	7	277.348	259.911	286.986	Verde	246.242	6%	13%	6%	259.911	81.058	178.853	76.913	169.330	5%	6%
< 50 kW	1	74.842	75.445	99.932	Azul	73.507	2%	2%	3%	74.842	13.533	61.309	13.551	59.955	0%	2%
	2	890.719	890.389	909.226	Verde	873.051	2%	2%	2%	890.389	314.750	575.639	310.211	562.840	1%	2%
	3	119.396	118.981	166.351	Verde	119.756	-1%	0%	-1%	118.981	19.328	99.653	18.603	101.153	4%	-1%
	4	85.982	85.679	136.926	Verde	75.988	13%	13%	13%	85.679	5.763	79.916	5.716	70.272	1%	14%
	5	261.732	262.579	343.312	Azul	257.535	2%	2%	2%	261.732	44.290	217.442	44.060	213.475	1%	2%
	6	508.449	508.005	465.473	Conv	504.042	-8%	1%	-8%	465.473			212.145	291.897		
	7	505.612	489.056	604.723	Verde	463.800	5%	9%	5%	489.056	105.873	383.183	102.496	361.303	3%	6%
	8	42.900	44.625	38.033	Conv	44.801	-15%	-4%	0%	38.033			22.097	22.704		
Total						15.296.819	0,6%			15.394.532			4.995.951	10.300.868		

Fonte: CERON

Observa-se que a fatura mínima total ficou próxima da receita marginal total (custo marginal total multiplicado pelo mercado definido a partir da tipologia de carga) e que as diferenças de modo geral ficaram pequenas, exceto para os clientes 10 da faixa de 101 a 200 kW e cliente 1 da faixa 51 a 100 kW, cujo consumo é exclusivamente concentrado na ponta.

Figura 4.4 – Retas tarifárias da ponta – subgrupo A4

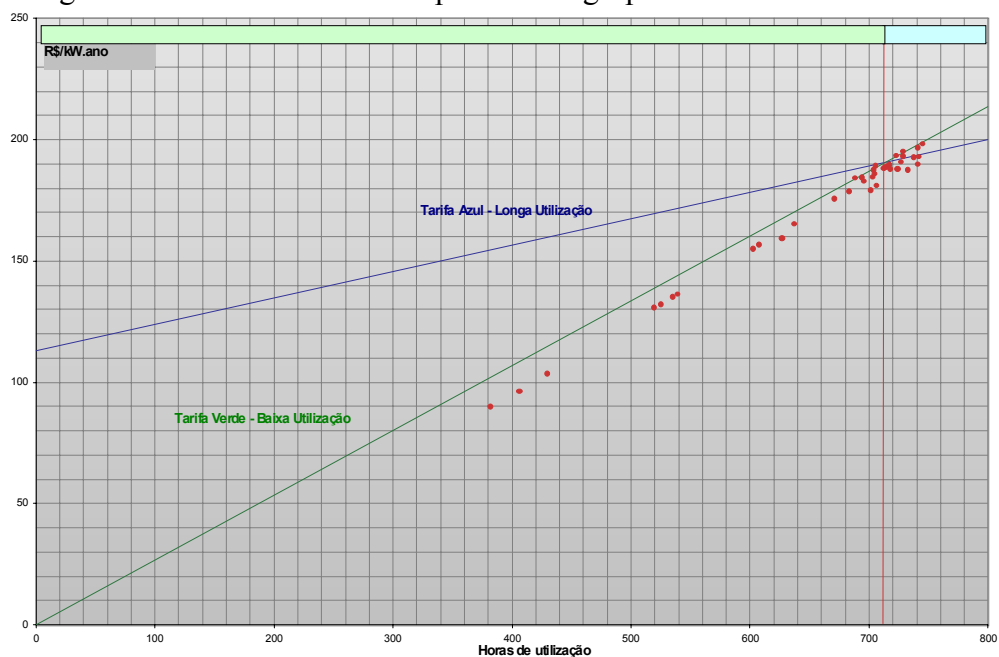
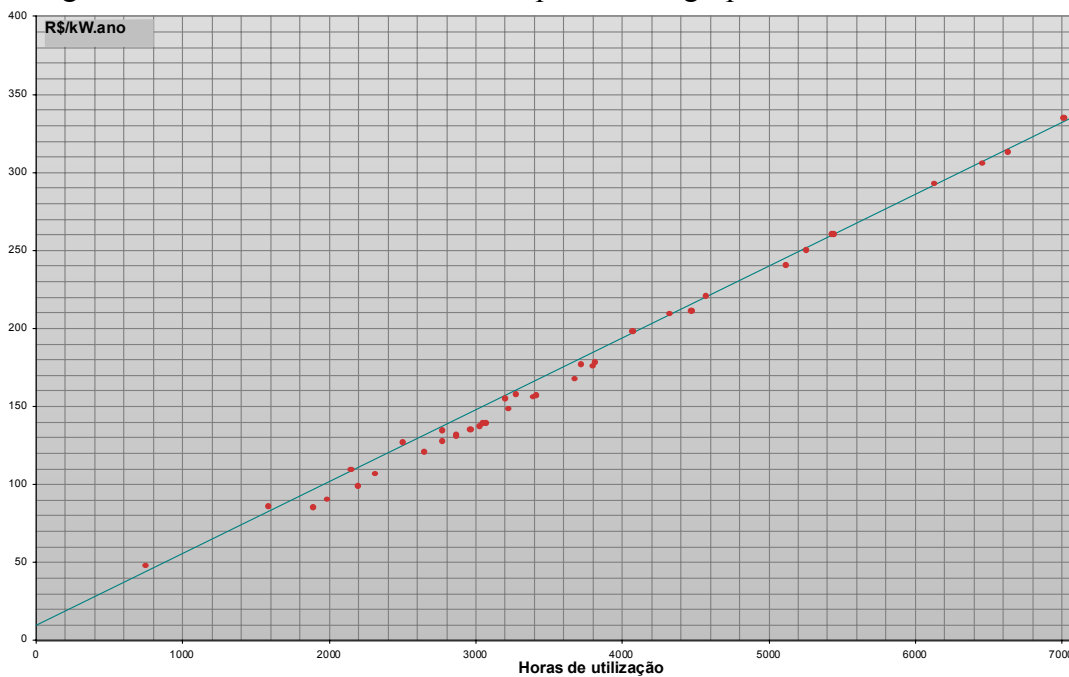


Figura 4.5 – Retas tarifárias de fora da ponta – subgrupo A4



4.2 -CONSTRUÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS DO SUBGRUPO A3 DA CERON

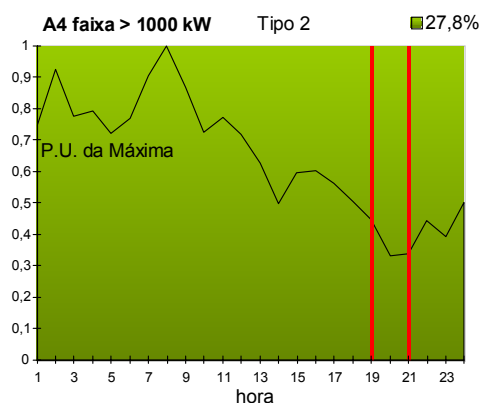
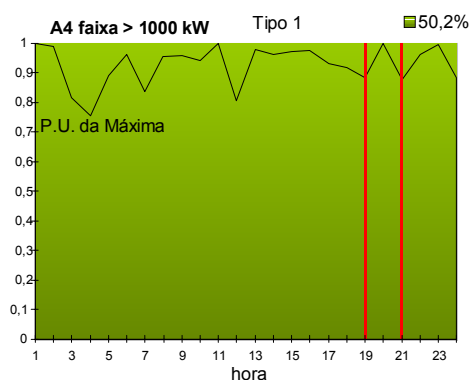
Por não possuir consumidores atendidos neste nível quando foram calculados os custos marginais de fornecimento para a construção das tarifas do Subgrupo A3, foram utilizados os custos marginais da maior faixa do subgrupo A4 (consumidores com demanda maior que 1000 kW), retirando apenas as parcelas devidas ao uso das redes nos níveis de tensão A3a e A4. Caso fosse utilizado somente o custo marginal do único consumidor faturado depois no nível A3 (consumidor Frigorífico Novo Estado), poderia haver uma distorção caso, futuramente, outro consumidor, com comportamento de carga diferente, solicitasse atendimento neste nível. Os gráficos do quadro 4.1 mostram as curvas de carga dos três tipos da faixa de demanda maior que 1000 kW do subgrupo A4.

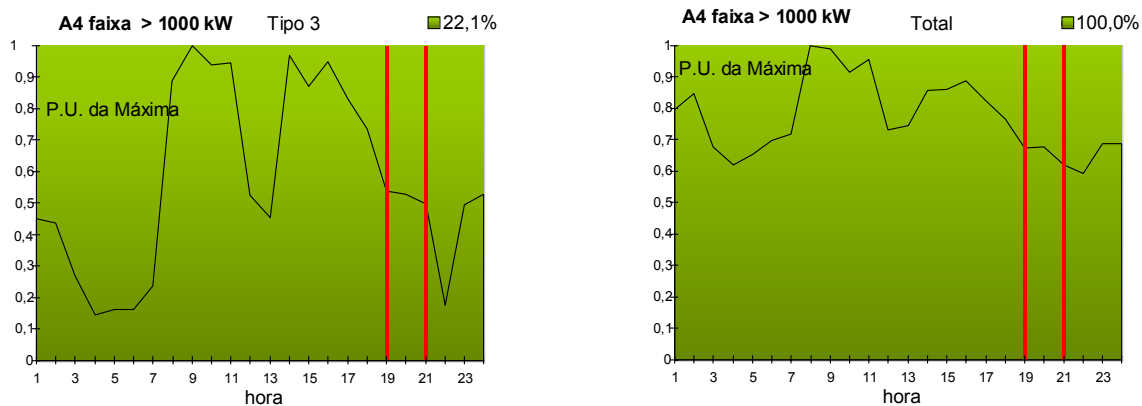
Tipo 1 – Responde por mais de 50% da energia consumida nesta faixa. Tem curva praticamente plana, com cerca de 93% de fator de carga, ou seja, a relação entre a demanda média e a demanda máxima é de 0,93. A curva corresponde à medição da empresa Estanho de Rondônia S.A, de Ariquemes.

Tipo 2 – Soma cerca de 28% da energia consumida na faixa. A curva tem altas demandas durante a madrugada e manhã, a máxima ocorrendo às 8 horas. A medição que formou este tipo foi feita no Frigorífico Novo Estado, em Vilhena.

Tipo 3 – Este tipo, com 22% da energia consumida na faixa, tem curva com as maiores demandas durante o dia, mas com demanda considerável no horário de ponta do sistema (mais de 70% da demanda máxima às 18 horas). A medição é de uma serraria, a Lammy Indústria Madeireira de Ji-Paraná.

Quadro 4.1 – Curvas de cargas subgrupo A4



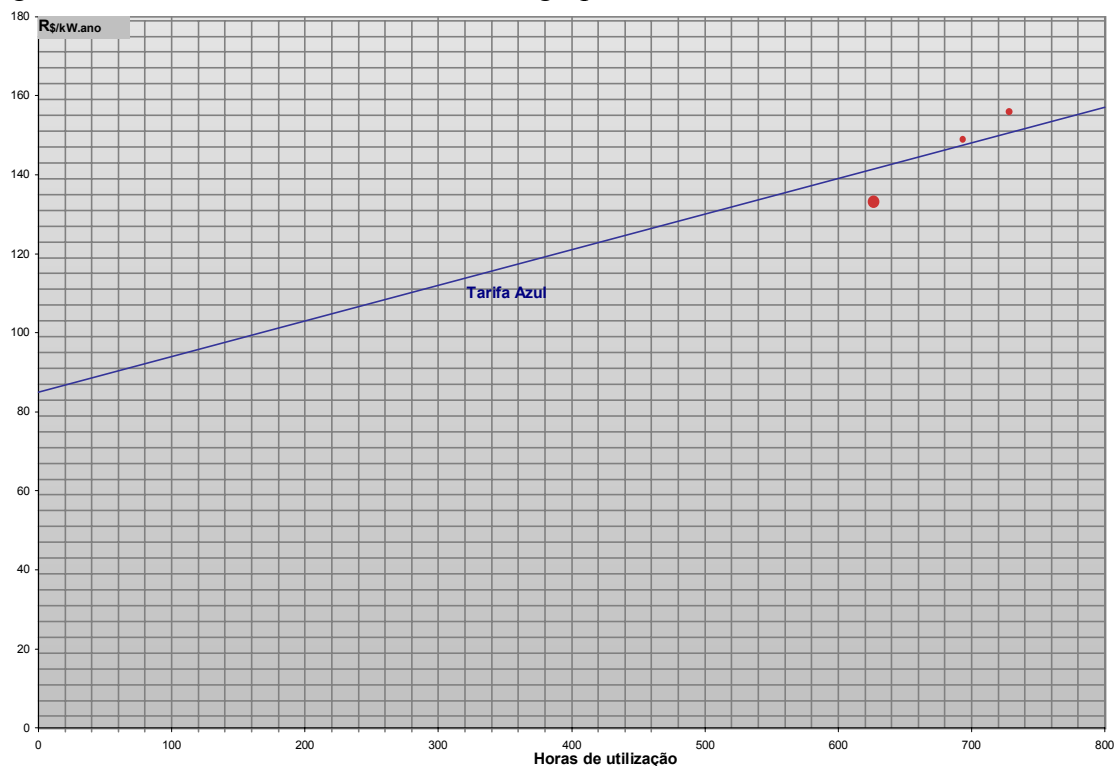


Fonte: CERON

Utilizou-se da tipologia das cargas dos três consumidores tipo acima e dos custos totais do nível A3 para gerar o mercado do subgrupo A3.

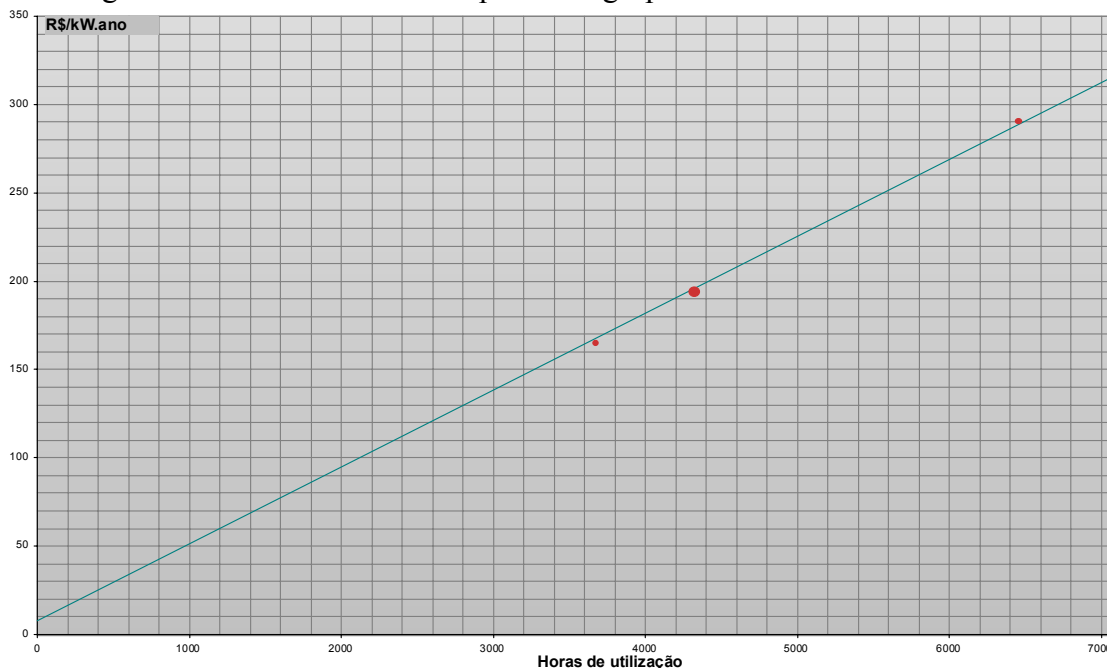
Repetiu-se os procedimentos feitos nos cálculos do subgrupo A4 e chegou-se às Figuras 4.6 e 4.7.

Figura 4.6 – A reta tarifária da Ponta – Subgrupo A3



Fonte: CERON

Figura 4.7 – Reta tarifa fora da ponta subgrupo A3



Para se chegar nas tarifas em nível da receita da época, no A3, foi necessário levar em consideração que as tarifas propostas deveriam gerar uma receita de R\$ 835.866,00, ou seja, aquela a partir do levantamento dos custos marginais feito com base no mercado relativo a tipologia dos três tipos do subgrupo A4. Fez-se ajustes para se obter a receita da época. O ajuste foi feito com base no faturamento do Frigorífico Novo Estado, único consumidor faturado no nível A3.

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês		Energia - R\$ / MWh			
		Ponta	F. Ponta	P.S	PU	F.P.S	FPU
A3	AZUL	11,59	0,99	178,19	178,19	86,14	86,14

Com base no cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD, foi possível determinar a receita autorizada do subgrupo A3. De posse da receita autorizada, calculou-se as tarifas de referências, ou seja, aquela que considera a receita de distribuição a ser recuperada, do subgrupo A3.

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês		Energia - R\$ / MWh			
		Ponta	F. Ponta	P.S	PU	F.P.S	FPU
A3	AZUL	6,96	0,59	106,96	106,96	51,70	51,70

4.3 - CONSTRUÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS DA BAIXA TENSÃO DA CERON

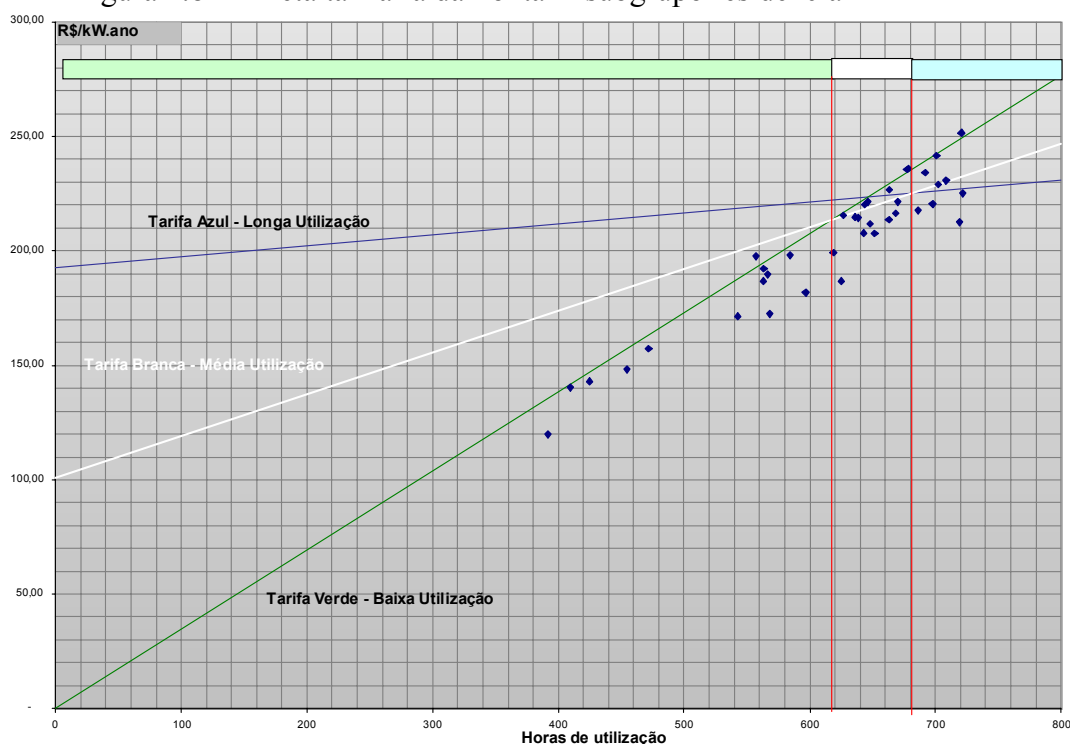
A mesma metodologia foi aplicada para construir as modalidades tarifárias da baixa tensão.

4.3.1 – CLASSE RESIDENCIAL

As figuras a seguir relacionam os custos totais da classe residencial nos postos tarifários com as respectivas horas de utilização e mostram as retas tarifárias. A partir delas foram feitas simulações até se chegar às tarifas onde se faturou os clientes nas três modalidades tarifárias (azul, branca e verde). Verificou-se em qual delas os clientes iriam ter uma menor fatura.

Estas tarifas foram um ensaio que futuramente deverão ser ajustadas quando se mostrar viável a implantação das tarifas diferenciadas na baixa tensão.

Figura 4.8 – A reta tarifária da Ponta – subgrupo residencial

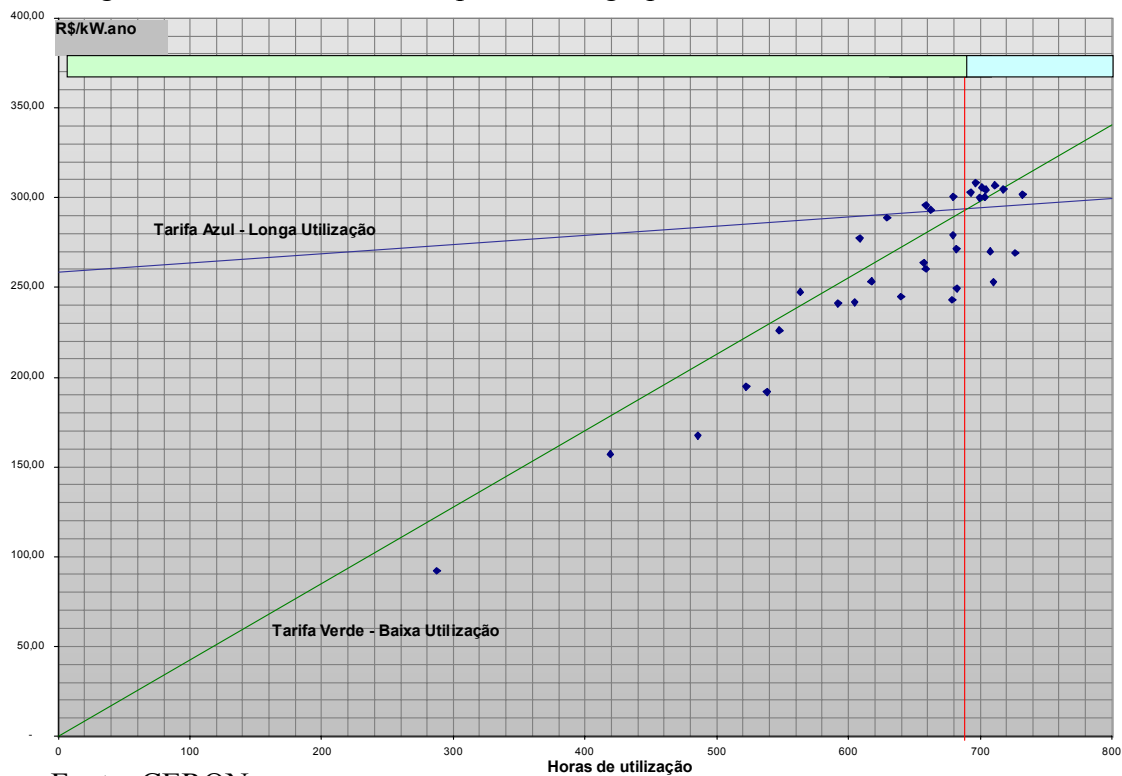


Fonte: CERON

4.3.2 – CLASSE RURAL

A Figura 4.10, a seguir, relaciona os custos totais da classe rural no posto tarifário da ponta com as respectivas horas de utilização e mostra as retas tarifárias. A partir delas foram feitas simulações até se chegar às tarifas de longa utilização – azul e baixa ou curta utilização – verde.

Figura 4.10 – reta tarifária da ponta – subgrupo rural

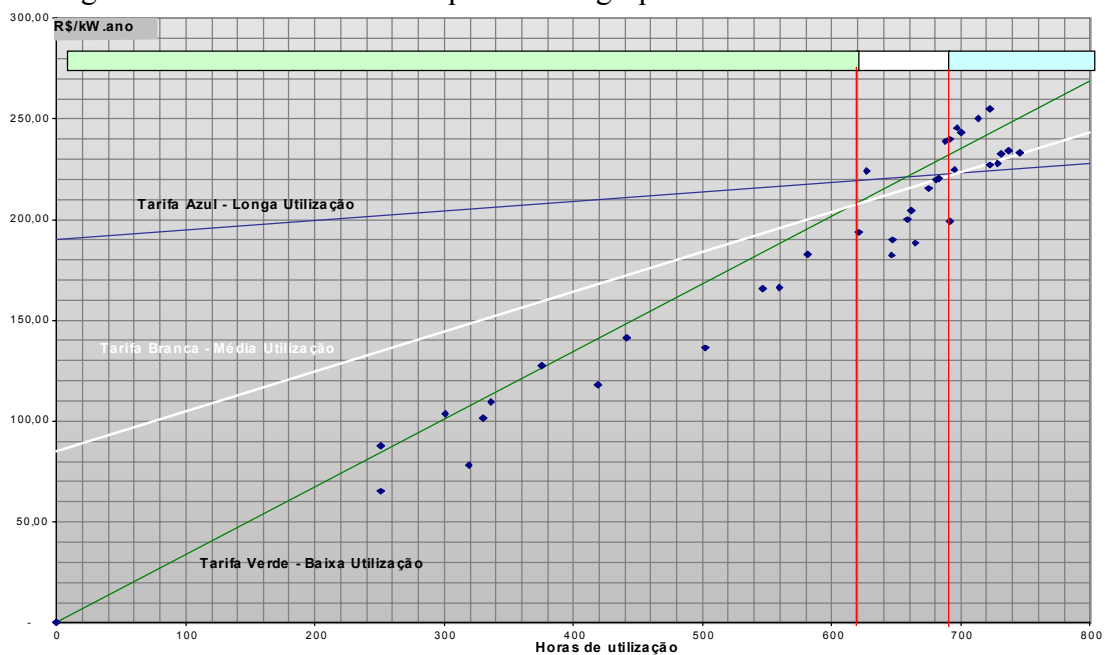


Já a Figura 4.11 abaixo relaciona os custos totais da classe rural no posto tarifário fora da ponta com as respectivas horas de utilização e mostra a reta tarifária. A partir dela, foi feita simulações até se chegar às tarifas de média utilização

4.3.3 – CLASSE INDUSTRIAL

A Figura 4.12 relaciona os custos totais da classe industrial no posto tarifário da ponta com as respectivas horas de utilização e mostra as retas tarifárias. A partir delas foram feitas simulações até se chegar às tarifas onde se faturou esses clientes nas modalidades tarifárias de longa utilização – azul, média utilização – branca e curta utilização – verde.

Figura 4.12 – Reta tarifária da ponta – subgrupo industrial



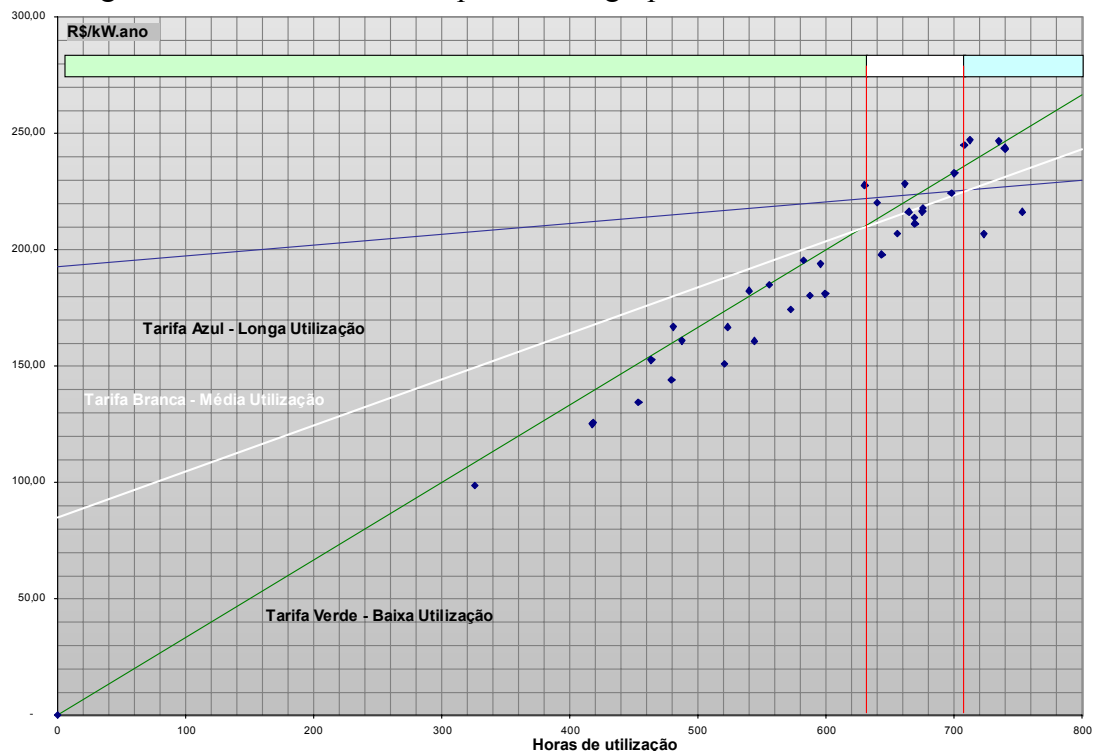
Fonte: CERON

A Figura 4.13 abaixo relaciona os custos totais da classe industrial no posto tarifário fora da ponta com as respectivas horas de utilização e mostra a reta tarifária ajustada aos clientes tipo. A partir dela foram feitas simulações até se chegar às tarifas onde a receita desses clientes cobriam os custos marginais.

4.3.4 – CLASSE COMERCIAL

A Figura 4.14 relaciona os custos totais da classe comercial no posto tarifário da ponta com as respectivas horas de utilização e mostra as retas tarifárias. A partir delas foram feitas simulações até se chegar às tarifas onde se faturou esses clientes nas modalidades tarifárias de longa utilização – azul, média utilização – branca e curta utilização – verde.

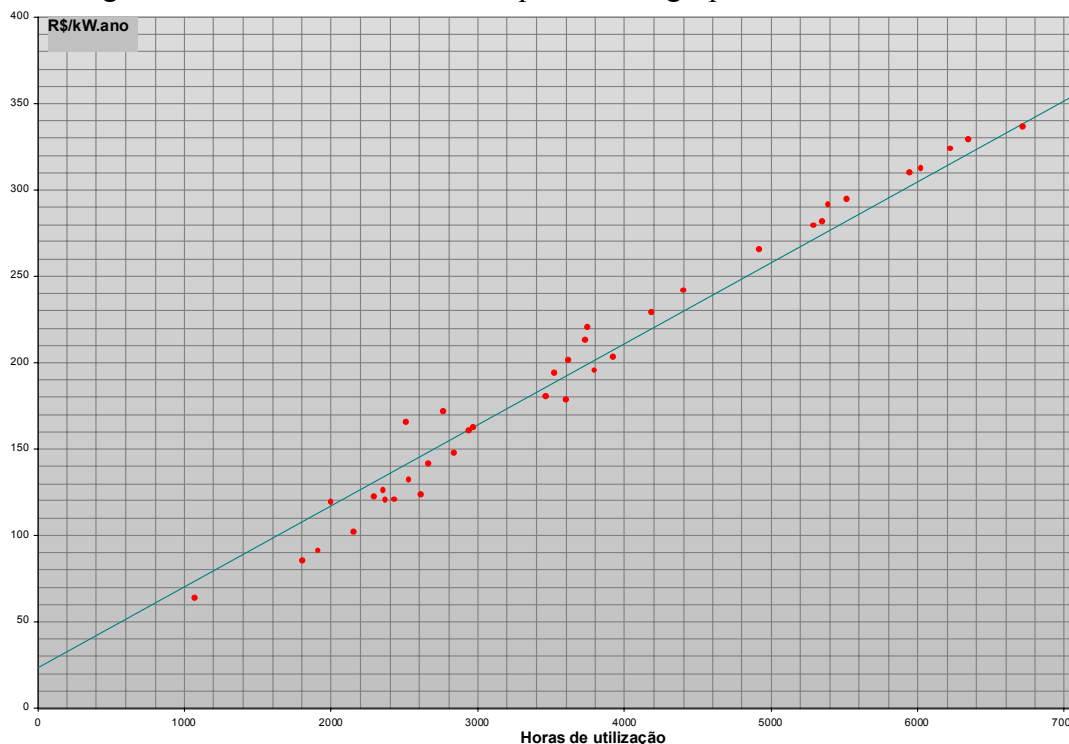
Figura 4.14 – reta tarifária da ponta – subgrupo comercial



Fonte: CERON

A Figura 4.15 abaixo relaciona os custos totais da classe comercial no posto tarifário fora da ponta com as respectivas horas de utilização e mostra a reta tarifária ajustada aos clientes tipo. A partir dela foram feitas simulações até se chegar às tarifas onde a receita desses clientes cobriam os seus custos marginais.

Figura 4.15 – reta tarifária fora da ponta – subgrupo comercial



Fonte: CERON

Para se chegar às tarifas em nível da receita da época, no subgrupo rural – B2, fizeram-se ajustes necessários para que as tarifas propostas gerassem a mesma receita das tarifas vigentes na época, ou seja, aquelas homologadas pela resolução nº 468/00, da ANEEL. Chegou-se aos valores da tabela abaixo.

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês		Energia - R\$ / MWh			
		Ponta	F. Ponta	P.S	PU	F.P.S	FPU
B3	AZUL	29,71	3,49	101,63	101,63	102,91	102,91
B3	BRANCA	13,12	3,49	433,84	433,84	102,91	102,91
B3	VERDE			730,75	730,75	102,91	102,91

Com base no cálculo da TUSD, foi possível determinar a receita autorizada do subgrupo comercial – B3 e compará-la com a estrutura do faturamento da época. De posse da receita autorizada, calculou-se as tarifas de referências do subgrupo B1.

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês			Energia - R\$ / MWh				
		Ponta	F. Ponta	Máxima	P.S	PU	F.P.S	FPU	Média
B3	AZUL	26,58	3,12		90,90	90,90	92,05	92,05	
B3	BRANCA	11,74	3,12		388,07	388,07	92,05	92,05	
B3	VERDE			3,25	653,66	653,66	92,05	92,05	
B3	MONÔMIA								159,70

4.4. - ANÁLISE

Após calcular todas as tarifas de referências, partiu-se para a construção das tarifas de aplicação, ou seja, buscou-se manter coerência com os custos marginais de uso do sistema de distribuição de forma a sinalizar adequadamente os preços de cada fornecimento específico.

Esta é a etapa em que aspectos econômicos, financeiros, sociais e políticos são mais considerados.

Com os valores da receita da época, gerada a partir da resolução nº 468/00 – ANEEL, e da receita autorizada, gerada a partir dos métodos do custo incremental de longo prazo – CIMLP e da lei de quantidade de obras – LQO, pode-se chegar a relação entre a estrutura da receita homologada e da receita autorizada.

A Tabela 4.20 evidencia o acentuado afastamento entre a estrutura da receita vigente na época e a receita autorizada.

Para a iluminação pública não se fez a pesquisa em campo da caracterização de carga. Utilizou-se um modelo padrão deste subgrupo, haja vista ter um comportamento comum e previsível.

Tabela 4.20 – Receita homologada e receita autorizada

SUBGRUPO	RECEITA Base Res.nº 468/00	RECEITA AUTORIZADA	Varição %	Situação
A3	464.869	279.038	-40	subsidiário
A4	32.919.517	25.781.407	-22	subsidiário
B1 – RES	83.976.024	88.709.623	+6	subsidiado
B2 – RURAL	5.806.786	9.618.564	+66	subsidiado
B3 – COM E IND	38.094.723	34.075.800	-11	subsidiário
B4 – IP	3.154.617	5.952.105	+89	subsidiado
TOTAL	164.416.537	164.416.537	0	

Devido ao claro afastamento entre o nível da receita auferida com base nas tarifas homologadas pela resolução nº 468/00 da ANEEL e a receita autorizada gerada pelas tarifas de referência, principalmente para os subgrupos A3, A4, B2 e B4, associado a evidente dificuldade em se promover um expressivo aumento das tarifas para os subgrupos rural, por motivo político/social, e para a iluminação pública da baixa tensão, por motivo da alta inadimplência, a equipe que trabalhou nesta questão, após avaliações

e consultas, propôs uma pequena redução da tarifa vigente de demanda e aumento da tarifa de energia do subgrupo A4, o que levou a reduzir um pouco a participação deste subgrupo na receita total; manteve-se as tarifas praticadas dos subgrupos B3 e B4, ou seja, manteve-se a mesma participação destes na receita total; e finalmente aumentou um pouco a participação dos subgrupos B1 e B2.

A redução da tarifa de demanda do subgrupo A4 sinaliza que sua participação como agente promotor da antecipação de obras pode ser reduzida.

Já o aumento da tarifa de energia sinaliza no sentido de se manter o crescimento da participação deste subgrupo, ou seja, no sentido de manter o subgrupo A4 como subsidiário.

As questões de natureza política e social, nesta etapa do processo, se destacam.

Sob o ponto de vista técnico e econômico, já com ajustes, observa-se, por exemplo, um considerável subsídio ao subgrupo rural.

As sinalizações para ajustes são claras, o que não quer dizer viáveis.

Segundo Pertuzier (2002), a renda média mensal familiar, antes da implantação do programa “luz no campo”, em Rondônia, que conta com recursos provenientes da RGR e com compromisso de participação do governo estadual e CERON, era um pouco maior que o salário mínimo federal.

O programa foi lançado no Estado de Rondônia em maio de 2.000. Antes do lançamento, foi aplicado um questionário de campo, com mais de 200 perguntas, abordando mais de 400 variáveis.

Segundo a pesquisa, 89% dos trabalhadores rurais de Rondônia, inclusive aposentados, recebem até um salário mínimo. Observou-se um grande número de aposentados, mais de 1/5 dos entrevistados. Mais de 90% dos trabalhadores não tiram férias, nem contribuem para o INSS.

O percentual de pessoas que saíram da residência por motivo de falta de trabalho no campo e por estudos é menor que 2%.

Aproximadamente 74% não possuem nem o 1º grau. Registrou-se que este percentual está abaixo da média nacional verificada.

A frequência média de utilização de rádio é de 2,5 horas por dia, 5% assistem à televisão, em média 3,5 horas por dia.

A área total média das propriedades é de 37 hectares, sendo que apenas 8% desta área é explorada.

Constatou-se pequena preocupação quanto à proteção ambiental. Nenhum dos entrevistados realizam pastagem rotacional ou proteção de mananciais, e 2,5% realizam plantio em curvas de nível.

O Estado apresentou baixíssimo índice de posse de crédito e de informações. Cerca de 2% possuem crédito e orientação sobre técnicas produtivas.

Quase a totalidade dos entrevistados responderam estar insatisfeitos com a utilização das atuais fontes de energia. Notou-se um grande desejo em utilizar a energia elétrica para o conforto doméstico e um desejo considerado modesto pelos pesquisadores para o desenvolvimento agropecuário.

Cerca de 20% responderam querer desenvolver novas atividades com energia elétrica.

12% têm medo de sair à noite por medo de assalto. Observa-se, portanto, a importância da expansão da iluminação pública, subgrupo também com elevado subsídio dentro da estrutura tarifária da CERON.

Segundo Perterzier, a iluminação deverá ajudar na diminuição da insegurança.

A partir desta reflexão que deve ser considerada ao se construir tarifas integradas, nota-se que a questão tarifária adquiri assim um importante papel ordenador e propulsor do desenvolvimento social.

A seguir, para uma melhor comparação dos valores até se chegar às tarifas de aplicação, a Tabela 4.21 apresenta as tarifas convencionais vigentes na época, de referência e de aplicação.

Observa-se que para a subclasse, da estrutura tarifária da CERON, A3 não foi definida uma tarifa convencional e sim tarifas de longa utilização para os postos da ponta e fora da ponta, nos períodos secos e úmidos.

O fato de se propor tarifas de longa utilização se justifica por se tratar de um cliente tipo com alto fator de carga, ou seja, horas de utilização elevadas.

Tabela 4.21 – Tarifas convencionais: homologadas, de referência e de aplicação

SUBGRUPO	Resolução 468 / 00 ANEEL		Tarifas de referência		Tarifas de aplicação	
	R\$ / kW	R\$ / MWh	R\$ / kW	R\$ / MWh	R\$ / kW	R\$ / MWh
A2						
A3	18,67	46,94				
A3a						
A4	6,71	98,22	4,36	93,02	5,30	113,12
B1		177,46		187,46		180,76
B2		111,91		185,37		114,00
B3		178,54		159,70		178,54
B4		91,68		172,98		91,68

A Tabela 4.22 apresenta a variação percentual das tarifas convencionais com base na tarifa vigente na época.

Tabela 4.22 – Variação % das tarifas convencionais

SUBGRUPO	Resolução 468 / 00 ANEEL		Tarifas de referência		Tarifas de aplicação	
	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh
A2						
A3						
A3a						
A4	base	base	-35%	-5%	-21%	+15%
B1- residencial		base		+6%		+2%
B2- rural		base		+66%		+2%
B3-com. + ind.		base		-11%		0%
B4 - IP		base		+89%		0%

A partir deste breve cenário, observa-se que a questão relativa ao subsídio tarifário é um dos impedimentos à expansão da eletrificação rural. Junta-se a esta, segundo Pertuzier (2002), a questão relativa a ausência de uma política agrícola sustentável no país, falta de definição de prioridades, recursos para financiamento cíclico e incompatível com a demanda, baixos consumos iniciais para fins produtivos, elevados níveis de investimento iniciais. A Tabela 4.23 apresenta as receitas geradas: vigente em 2001, autorizada e de aplicação.

Tabela 4.23 – Comparação entre as receitas

SUBGRUPO	RECEITA HOMOLOGADA	RECEITA AUTORIZADA	RECEITA APLICADA
A3	464.869 ^{l*}	279.038	442.742
A4	32.919.517	25.781.407	31.352.548
B1 - RES	83.976.024	88.709.623	85.546.087
B2 - RURAL	5.806.786	9.618.564	5.915.353
B3 - COM E IND	38.094.723	34.075.800	38.094.723
B4 - IP	3.154.617	5.952.105	3.154.617
TOTAL	164.416.537	164.416.537	164.506.070

[*] Custos marginais simulados com base naqueles da maior faixa do subgrupo A4, retirando as parcelas devido ao uso das redes nos níveis A3a e A4. Já a receita foi ajustada com base no faturamento do Frigorífico Novo Estado, considerado aqui um consumidor tipo.

A Tabela 4.24 apresenta a participação do subgrupo tarifário, ou seja, relação das receitas discriminadas com base na receita total.

5. CONCLUSÕES

A CERON vem se preparando para ingressar em um ambiente competitivo desenvolvido atualmente para o sistema interligado, e o não conhecimento em profundidade e a falta de alternativas de novas modalidades tarifárias podem representar uma ameaça na medida que ela não saiba bem quais as categorias de consumo poderão representar perdas de receita pelo fato de possuírem tarifas superiores aos custos e serem mais vulneráveis aos apelos de uma futura concorrente.

O modelo dá condições para se identificar e quantificar subsídios existentes na estrutura homologada. Serve de base para novos estudos sobre os subsídios significativos e as possíveis condições para se manter o equilíbrio econômico financeiro em um ambiente mais competitivo e menos lucrativo.

Todo este processo é também uma base a partir da qual se permite criar alternativas para corrigir ou minimizar distorções da estrutura a fim de adaptar-se ao novo modelo do setor elétrico, além de orientar para a busca da eficiência alocativa.

As tarifas homologadas pela resolução nº 468/00 para as subclasses B1, B2 e B4 não cobriam os custos destas, sendo subsidiadas portanto pelas subclasses A4 e B3.

A fim de se evitar grande impacto tarifário optou-se por manter o quadro, apenas diminuindo um pouco a participação do subgrupo A4.

Pode-se concluir que o GAP, ou seja, o afastamento tarifários em relação ao custo marginal é uma fonte potencial de ineficiência alocativa.

A introdução de um modelo competitivo, com rentabilidade capaz de atrair investimentos do setor privado, em breve, exigirá que a CERON promova uma revisão do seu quadro tarifário atual.

As novas modalidades tarifárias propostas deverão ser introduzidas gradualmente de forma a aliviar as distorções do modelo tarifário atual e orientar para a busca de eficiência econômica, caso haja uma sinalização do modelo elétrico brasileiro no sentido de uma maior competição.

Apesar do modelo oferecer importantes parâmetros para uma estratégia empresarial, um grande problema fica evidente: o aprimoramento dos modelos para a determinação dos custos.

Ainda não se tem um método adequado de se melhor quantificar, sem deixar margens de dúvidas aos participantes da indústria de energia elétrica, os custos para expansão, de caráter vegetativo, aqueles relativos à recuperação de sistemas deteriorados, aqueles necessários a investimentos em P&D, tendo em vista a competitividade do setor e um melhor atendimento a população.

ANEXO

Quadro A1 – Tarifas de aplicação horo-sazonais

SUBGRUPO	Tipo	RS /kW	RS /KW	Máxima	RS /MWH	RS / MWh	RS / MWh	RS / MWh	Média
		Ponta	F. Ponta		P.S	P.U	F.P.S	F.P.U	
A2									
A3	AZUL	11,04	0,94		169,71	169,71	82,04	82,04	
A3a									
A4	AZUL	13,97	1,05		207,88	207,88	87,82	87,82	
A4	VERDE				509,86	509,86	87,82	87,82	
A4	Convencional			5,30					113,12
B1	AZUL	24,50	3,39		100,40	100,40	98,38	98,38	
B1	BRANCA	12,83	3,39		380,10	380,10	98,38	98,38	
B1	VERDE			3,49	721,38	721,38	98,38	98,38	180,78
Monômia									180,78
B2	AZUL	16,39	2,56		51,65	51,65	49,63	49,63	
B2	BRANCA	9,48	2,56		259,90	259,90	49,63	49,63	
B2	VERDE			2,56	429,42	429,42	49,63	49,63	
B2	Monômia								114,00

Quadro A.2 – Tarifas em nível do custo marginal horo-sazonais, sem ajustes

SUBGRUPO	Tipo	Demanda - R\$ / kW.mês			Energia - R\$ / MWh				Média
		Ponta	F. Ponta	Máxima	P.S	PU	F.P.S	FPU	
A2									
A3	AZUL	5,86	0,50		90,00	90,00	43,51	43,51	
A3a									
A4	AZUL	7,32	0,55		108,89	108,89	46,00	46,00	
A4	VERDE			0,55	267,06	267,06	46,00	46,00	
A4	Convencional			2,77					59,25
B1	AZUL	16,05	2,32		48,11	48,11	47,14	47,14	
B1	BRANCA	8,41	2,32		182,11	182,11	47,14	47,14	
B1	VERDE			2,32	345,63	345,63	47,14	47,14	
B2	AZUL	21,53	3,97		51,18	51,18	49,18	49,18	
B2	BRANCA	12,46	3,97		257,57	257,57	49,18	49,18	
B2	VERDE			3,97	425,57	425,57	49,18	49,18	
B3 – INDUSTRIAL	AZUL	15,81	1,99		47,36	47,36	47,14	47,14	
B3 – INDUSTRIAL	BRANCA	7,08	1,99		197,94	197,94	47,14	47,14	
B3 – INDUSTRIAL	VERDE			1,99	335,60	335,60	47,14	47,14	
B3 – COMERCIAL	AZUL	16,06	1,95		46,27	46,27	46,92	46,92	
B3 – COMERCIAL	BRANCA	7,08	1,95		197,87	197,87	46,92	46,92	
B3 – COMERCIAL	VERDE			1,95	333,11	333,11	46,92	46,92	

REFERÊNCIAS

ASSAF NETO, A. **Mercado financeiro**. São Paulo: Atlas, 2000.

ALMEIDA, Denizart do Rosário. **Acumulação, crescimento e crise do setor de energia elétrica brasileira: a perspectiva da empresa pública e do planejamento de longo prazo**. Rio de Janeiro, 1993. Tese de Doutorado, Instituto de Economia Industrial – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ARMSTRONG, Garcia. **Princípios de marketing**. In: legislação em ascensão. Rio de Janeiro: Prentice-Hall do Brasil, 1998. p. 55-6.

MME – Ministério das Minas e Energia. **Balço energético nacional**, Brasília, 1994, p.13

BITU, Roberto; BORN, Paulo. **Tarifas de energia elétrica**. São Paulo: MM Editora Ltda, 1993.

BORENSTEIN, Carlos Raul. **A dinâmica do sistema de poder nas organizações do setor elétrico brasileiro: o caso da Eletrosul**. Florianópolis, 1996. Tese de Doutorado, Engenharia de Produção – Universidade Federal de Santa Catarina.

BORENSTEIN, Carlos Raul et al. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1999. p. 217

BRASIL. Lei nº 8.987. Concessão e permissão de serviços públicos. 13 fev 1995.

BRASIL. Contrato de concessão nº 05/2001: Centrais elétricas de Rondônia S.A. 12 fev 2001.

CERON. **Proposta tarifária**. Porto Velho, 2000.

CERON. **Alternativas de atendimento ao mercado e perspectiva econômico: financeiras 2001 – 2010**. Porto Velho, 2001.

CHRISTOVÃO, Daniela; WATANABE, Marta. **Guia valor econômico de tributos**. São Paulo: Globo, 2002.

CODIMEC – Bolsa do Rio. **Privatização mercado de capitais e democracia**. Rio de Janeiro: Europa, 1988.

COOPERS & LYBRAND **Projeto de Reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Relatório VI-1. SEN / Eletrobrás, 1997.

DIAS, Renato Feliciano et al. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1988. 333p

Dicionário de economia. www.economiabr.net/dicionario; 9 jul. 2002.

DIEESE. **As tarifas de energia elétrica no Brasil**. fev. 1998

DONAHUE, John D. **Privatização fins públicos ou meios privados**. Rio de Janeiro: Jorge Zahar, 1989.

HOLANDA, Nilson. **Introdução à economia**. Rio de Janeiro: Vozes, 1980.

HULL, J. **Introdução aos mercados futuros e de opções**. BM&F, 1996.

LAWRENCE, Paul R. **As empresas e o ambiente**. Petrópolis: Vozes, 1973.

LEITE, A. D. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

MEDEIROS, Reginaldo Almeida de. **O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 1993. Dissertação de Mestrado em Engenharia Nuclear - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MME – MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. **Nova tarifa de energia elétrica: metodologia e aplicação**. Brasília, 1985.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Balço energético nacional: 2001**. Brasília, 2001

PCHT, Waldomiro. **Desestatização e a questão tarifária**. São Paulo, 1996. www.fundap.sp.gov.br/info/notas.html; 07 jun. 2002.

PETERS, Tom. **Prosperando no caos**. São Paulo: Harbra, 1993.

PERTUZIER, Fernando Restun. Programa de Governo “Luz no Campo”. Porto Velho: CERON, 2002. Seminário sobre a expansão da oferta de energia elétrica em Rondônia. Xerocopiado.

PINHEIRO, A. C. **A privatização no Brasil**. Departamento de relações institucionais. Rio de Janeiro, 2000.

PIRES, J.C.L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDS, 2000.

PORTER, M. E. **Estratégia competitiva**. 5. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1991.

RODRIGUES, Adriano Pires; DIAS, Danilo de Souza. **Estado e energia elétrica**. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994.

ROSS, S.A; Westerfield, R.W.; Jordan, B.D. **Princípios de administração financeira**, Atlas, 1998.

SIESE – Sistema de informações empresariais do setor de energia elétrica 2000: Rio de Janeiro: MME, 2000.

Silva, Edson Luiz. **Formação de preços em mercado de energia elétrica**. Porto Alegre: Saga Luzzatto, 2001.

SOUZA, Paulo Roberto Cavalcanti de. **Evolução da indústria de energia elétrica brasileira sob mudanças no ambiente de negócios: um enfoque institucionalista**. Florianópolis, 2002. Tese de Doutorado, Engenharia de Produção – Universidade Federal de Santa Catarina.

WESTON, J; Brigham, E. **Fundamentos da administração financeira**. 10 ed. Makron Books, 2000.