
Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para Fornecimentos Interruptíveis de Energia Elétrica

Relatório Final

Convênio UNICAMP - CPFL

Equipe:

UNICAMP:

Gilberto de Martino Jannuzzi (Coordenador Geral)
Dorel Soares Ramos (Consultor – USP)
Maria Rosa Rezende (Consultora – USP)
Claudio Bezerra de Carvalho (Engenheiro)
Dean William Carneis (Engenheiro)
Álvaro Furtado Leite (Engenheiro)

CPFL:

Paulo Milton Sassi (Coordenador do Projeto)

Colaboradores:

Élio Machado (Depto. de Operação do Sistema)
Saleth Maltoni (Depto. de Custos e Tarifas)
Luís René Manhaes (Depto. de Engenharia e Planejamento)

Programa de P&D da CPFL/ANEEL:

Código Projeto: Efic2001-PD-20

Agosto 2002

APRESENTAÇÃO

Durante os últimos anos o setor elétrico brasileiro introduziu poucas mudanças no que se refere a diferentes modalidades de tarifas, sendo que as maiores inovações surgiram há cerca de duas décadas, com introdução de tarifas horosazonais. Após isso, com o esgotamento paulatino do antigo modelo do Setor, a ênfase foi deslocada para a busca de uma nova modelagem institucional, em detrimento da investigação das possibilidades de oferecimento de novas modalidades tarifárias.

É importante salientar que um adequado sistema de tarifação deve permitir uma remuneração justa aos investidores, que tem por responsabilidade produzir a energia elétrica requerida pelo mercado consumidor, manter as redes de transporte adaptadas para a transmissão em larga escala e a distribuição com elevado padrão de serviço, realizando ainda atividades de operação e manutenção do sistema, dentre outras. Além disso, um sistema tarifário eficiente deve prover os sinais econômicos adequados aos consumidores, de modo a estimular eficiência – sob o ponto de vista amplo da sociedade - na alocação dos investimentos, incentivando a melhor localização de cargas e instalações de geração na ótica do funcionamento da rede

Neste contexto, comportamentos diferenciados dos consumidores conduzem a diferentes conseqüências econômico-financeiras para adaptar o sistema a um patamar de qualidade de serviço pré-fixado, de modo que um adequado sistema tarifário deve refletir essas variantes comportamentais nas tarifas cobradas de seus diversos consumidores, de forma a induzir uma utilização mais eficiente dos recursos.

Dentro dessa perspectiva, o presente Documento apresenta a consolidação do Projeto Efic2001-PD-20, cujo objetivo principal centrou-se no desenvolvimento de instrumental metodológico visando formular (i) novas tarifas horosazonais de energia elétrica e (ii) tarifas para fornecimentos interruptíveis de eletricidade.

Os resultados visualizados para o referido projeto foram: (i) uma caracterização e especificação destes tipos de tarifas; (ii) desenvolvimento de um arcabouço conceitual e metodológico para permitir a formulação de tarifas com características pré definidas, a partir das curvas de carga disponíveis, perfil dos custos de geração - expressos seja pela caracterização de preços presente em Contratos Bilaterais de Suprimento, seja pelo perfil dos preços “spot” - e dos custos médios e marginais da empresa concessionária; e (iii) definição do potencial de aplicação das tarifas horosazonais a alguns segmentos consumidores, escolhidos de comum acordo entre a equipe de pesquisadores do NIPE/UNICAMP e técnicos da CPFL.

As metodologias e procedimentos propostos ponderaram a experiência anterior do setor elétrico brasileiro com tarifas horosazonais (tarifas azul e verde), assim como informações disponíveis sobre a experiência internacional a respeito deste tipo de tarifa e das tarifas de fornecimento interruptível nos períodos de ponta.

Para ilustrar o potencial das propostas e caracterizar a viabilidade prática de aplicação das metodologias e procedimentos para a obtenção de tarifas horosazonais e/ou interruptíveis com características especificadas, ao longo do desenvolvimento do projeto foram realizados alguns estudos de caso focando o sistema elétrico real da CPFL, de modo a evidenciar aplicações das tarifas propostas em situações realistas e representativas.

Índice

APRESENTAÇÃO.....	II
1 - INTRODUÇÃO.....	1
2 – TARIFICAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA : RETROSPECTIVA HISTÓRICA DO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO.....	3
2.1 – HISTÓRICO DA REGULAÇÃO TARIFÁRIA	3
2.2 - A CRISE ENERGÉTICA DOS ANOS 70 E A NECESSIDADE DE EVOLUÇÃO DO SISTEMA TARIFÁRIO	6
2.3 - A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SEUS DESDOBRAMENTOS NO SISTEMA TARIFÁRIO	8
2.3.1 – <i>Motivações e Justificativas</i>	8
2.3.2 – <i>O Encaminhamento das Reformas</i>	9
2.3.3 – <i>A Concepção do Novo Modelo Institucional</i>	10
2.3.4 – <i>Repercussão e Desdobramentos na Fixação das Tarifas de Energia Elétrica</i>	15
3 – ASPECTOS RELEVANTES DA TARIFICAÇÃO HOROSAZONAL NO BRASIL.....	19
3.1 – CONCEITOS BÁSICOS	19
3.2 - PRINCIPAIS DEFINIÇÕES.....	20
3.3 - FATURAMENTO DA DEMANDA E DA ENERGIA ELÉTRICA	21
3.3.1 - <i>Tarifa Convencional</i>	21
3.3.2 - <i>Tarifa Horosazonal Azul</i>	22
3.3.3 - <i>Tarifa Horosazonal Verde</i>	22
3.3.4 - <i>Tarifa Monômia</i>	23
3.4 - CRITÉRIOS PARA ENQUADRAMENTO NO SISTEMA TARIFÁRIO	23
4 - MODELO COMPUTACIONAL UTILIZADO PARA SUPORTE DE AVALIAÇÃO DE NOVAS PROPOSTAS TARIFÁRIAS	25
4.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	25
4.2 – O MODELO “TARDIST” : DESCRIÇÃO DE FUNCIONAMENTO E POTENCIAL DE UTILIZAÇÃO	25
4.2.1 – <i>Aquisição de Dados:</i>	26
4.2.2 – <i>Caracterização da Curva de Carga:</i>	26
4.2.3 – <i>Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição</i>	27
4.3 – DIFICULDADES DE UTILIZAÇÃO E LIMITAÇÕES EVIDENCIADAS NA APLICAÇÃO AOS ESTUDOS DE CASO ..	28
5 - METODOLOGIA PARA FORMULAÇÃO DE NOVAS TARIFAS HORO-SAZONAIS.....	29
5.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS	29
5.2 – FORMULAÇÃO DE NOVAS VARIANTES TARIFÁRIAS.....	29
5.2.1 – <i>Campanha de Medidas</i>	29
5.2.2 - <i>Determinação das Tipologias da Rede e dos Clientes</i>	30
5.2.3 - <i>Determinação da participação dos Clientes-tipo na formação das Curvas de Carga das Redes - tipo</i>	30
5.2.4 - <i>Avaliação dos Subsistemas com maiores Necessidades de Investimentos</i>	30
5.2.5 - <i>Análise da influência dos Clientes-tipo na formação da Curva de Carga</i>	30
5.2.6 - <i>Seleção do Segmento de Mercado Consumidor com maior Potencial de participação na Formação da Ponta do Subsistema Selecionado e capaz de aderir às Novas Modalidades Tarifárias</i>	31
5.2.7 - <i>Análise de Viabilidade Econômica Local e Global da Implantação das Propostas de Novas Tarifas</i>	31
5.2.8 – <i>Fixação de Estímulos ao Consumidor para Aderir a uma Nova Modalidade Tarifária</i>	31
5.2.9 - <i>Implantação de um Projeto Piloto</i>	32
5.2.10 - <i>Análise dos Resultados Obtidos</i>	32
5.3 - ESTUDO DE CASO.....	32

5.4 - RESULTADOS OBTIDOS	38
6 - METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DE TARIFAS INTERRUPTÍVEIS	39
6.1 – CADEIA DE PROCEDIMENTOS PROPOSTA	39
6.2 - ESTUDO DE CASO.....	39
6.2.1 – <i>Procedimentos de Execução</i>	39
6.2.2 – <i>Resultados Obtidos</i>	40
7 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
8 – BIBLIOGRAFIA.....	44
1. MODELOS DE FORMULÁRIOS DE PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS	47
2. SUMÁRIO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE TARIFAS DIFERENCIADAS	73
2.1 <i>CARACTERIZAÇÃO DA CARGA</i>	73
2.2 – CUSTOS MARGINAIS DA EXPANSÃO DO SISTEMA	76

1 - INTRODUÇÃO

O Projeto de P&D desenvolvido tem o foco centrado na utilização das tarifas de energia elétrica como instrumento de sinalização econômica, visando estimular mudanças nos hábitos de consumo dos Clientes da CPFL, perseguindo-se em última análise a redução na necessidade de investimentos na expansão da rede elétrica, ou ainda sua melhor utilização, com o aproveitamento de folgas existentes, do sistema elétrico já em operação.

Dentro dessa perspectiva, são identificadas duas vertentes de atuação distintas, possivelmente complementares em efeito, que potencializam o cumprimento das metas e objetivos visualizados quando da concepção do Projeto. A primeira vertente busca explorar eventuais ociosidades do sistema existente onde, a partir da clara identificação dos montantes, localização e períodos das citadas folgas de rede elétrica, pode-se propor tarifas do tipo interruptível, que estimulem os Clientes a aumentarem seus consumos nos momentos adequados, tirando proveito de um preço de oportunidade, sem agravar a situação de atendimento do mercado (qualidade de serviço) e, portanto, sem requerer a expansão do sistema de distribuição de energia.

A outra vertente que pode ser explorada, consiste na identificação da clientela de determinado segmento tarifário que contribui para a necessidade de reforços da rede elétrica. Nesse caso, a alternativa que se visualiza é a criação de estímulos econômicos para mudança de hábito desse universo de consumidores, de tal forma que os clientes se sintam incentivados a deslocar consumos dos períodos de maior solicitação para períodos de menor solicitação do sistema onde se caracteriza uma folga substancial na rede de distribuição.

Assim, no âmbito do presente Projeto de P&D, os objetivos perseguidos com a formulação de metodologias tarifárias com base em “custos marginais” visualizam estabelecer fundamentalmente uma estrutura de tarifas que permita uma alocação eficiente de custos entre os diversos segmentos da cadeia tarifária, proporcionando sinais econômicos que estimulem os agentes a hábitos de consumo convenientes à maximização do uso do sistema elétrico. No caso específico das tarifas interruptíveis, as propostas devem contemplar um nível de preço que permita cobrir no mínimo o custo médio de suprimento suportado pela Distribuidora, com margem adequada de comercialização, visando a sinalização eficiente para o aproveitamento de folgas circunstanciais na rede elétrica.

Como as tarifas devem traduzir os custos imputados ao sistema em função do perfil de consumo do usuário, que é variável ao longo do tempo e, ao mesmo tempo, não seria prático conceber uma tarifa para cada hora do ano em correspondência aos custos marginais distintos de cada patamar horário, considera-se estruturas tarifárias que levam em consideração os custos marginais – médios - em determinados horários do dia e períodos do ano, construídas de acordo com as características do sistema elétrico e atendendo a restrições sociais, políticas, operativas e financeiras.

Quando se observa os ângulos da oferta e da demanda, verifica-se que, do lado da oferta, as empresas deverão buscar a satisfação das necessidades da demanda a um mínimo custo. Já, pelo lado da demanda, deve ser emitido um sinal tarifário que reflita os custos marginais do serviço, facilitando a decisão dos usuários sobre quando e quanto consumir, sempre visando a alocação eficiente dos recursos.

No que tange ao planejamento, os custos marginais podem ser empregados como indicadores para otimizar a expansão do sistema elétrico, assegurando uma coerência entre tarifas e o processo decisório voltado à implantação de reforços na capacidade de produção e transporte do sistema elétrico.

A título de exemplo, cumpre destacar que a aplicação da estrutura de tarifas com base nos “custos marginais”, com diferenciação horo-sazonal, levou os consumidores da CEMIG a retirar cerca de 1300MW na hora da ponta, os consumidores da ELETROPAULO a retirar um montante semelhante, e os consumidores da COPEL a retirar cerca de 600MW. Estima-se que a redução acumulada de carga no sistema S/SE/CO está em torno de 5000MW.

A implantação de um sistema tarifário que amplie esta sinalização econômica poderia levar a um aumento da eficiência do uso do sistema, levando à redução de vultosos investimentos em ampliação das facilidades do sistema para suportar acréscimos de carga desinteressantes do ponto de vista econômico.

Nesse âmbito de considerações, este relatório apresenta diretrizes e procedimentos metodológicos para se formular novas tarifas horo-sazonais e tarifas para fornecimentos interruptíveis de eletricidade, com o respaldo de estudos de caso levados a termo ao longo do desenvolvimento do projeto.

Os resultados alcançados foram:

- (i) Uma sinalização da possibilidade e o potencial de aplicação destes tipos de tarifas;
- (ii) Estabelecimento de um conjunto de procedimentos para se determinar quais consumidores são potenciais candidatos para oferta de tarifas interruptíveis e como analisar, através de simulações, os efeitos das possíveis respostas dos consumidores aos estímulos oferecidos pela CPFL;
- (iii) Estabelecimento de uma cadeia de procedimentos para se formular propostas de tarifas horo-sazonais modificadas e diretrizes de análise, a partir de simulações, dos efeitos de modulações das curvas de carga nos custos evitados pela CPFL e sua receita líquida e;
- (iv) Formulação das diretrizes para realização de um estudo completo, identificando as dificuldades encontradas e os procedimentos para contornar os obstáculos identificados.

2 – TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA : RETROSPECTIVA HISTÓRICA DO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO

2.1 – Histórico da Regulação Tarifária

A partir de meados da década de 80 tem sido implementadas, em várias partes do mundo, novos métodos de regulação tarifária, que tem como objetivo incentivar explicitamente melhorias de desempenho das empresas concessionárias.

Em todos estes métodos, um fator que influencia significativamente a sua eficácia é o período de tempo estabelecido entre dois reajustes tarifários consecutivos. Ele não deve ser muito curto, encarecendo demais o custo do processo regulatório e não dando tempo suficiente para que a empresa concessionária responda, de uma forma satisfatória, aos incentivos estabelecidos pelo órgão regulador. Tampouco esse período deve ser muito longo, a ponto de permitir que distorções da situação desejada possam prejudicar sensivelmente a empresa concessionária ou seus consumidores.

Um pré-requisito absolutamente essencial, para que estes sistemas tarifários que incentivam ganhos de produtividade tenham sucesso na sua aplicação, é que o órgão regulador conheça os custos marginais de curto e de longo prazo dos mercados regulados, através das áreas de planejamento das empresas concessionárias e/ou via um planejamento governamental indicativo da expansão do setor.

No caso brasileiro, a regulação tarifária no início do século passado foi marcada pela introdução da chamada *Clausura Ouro* nos contratos firmados com a *Light* canadense. Esta cláusula visava atualizar as tarifas em decorrência de futuras desvalorizações da moeda brasileira. As tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, atualizadas pelo câmbio médio mensal. Este sistema favorecia em demasia as concessionárias estrangeiras.

Ainda na primeira metade do século passado, tem-se um período fortemente caracterizado pela presença do Estado na regulamentação dos serviços de energia elétrica.

A edição do Código de Águas, instituído pelo Decreto 24.643, de 10.07.34, revogou a Cláusula Ouro e definiu a indústria de energia elétrica como serviço público, estabelecendo as bases do novo marco regulatório:

- ✓ A transferência do poder concedente dos municípios para a União;
- ✓ Os critérios de concessão, pela União, da exploração dos recursos hídricos pela iniciativa privada;
- ✓ O regime tarifário pelo custo do serviço, com uma remuneração garantida de 10% sobre o ativo imobilizado permitida às concessionárias ; e,

- ✓ Um controle mais rigoroso sobre as concessionárias, através da fiscalização técnica, financeira e contábil.

Cabia ao Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral, subordinado ao Ministério da Agricultura, estabelecer a fixação de tarifas razoáveis, fiscalizar a prestação dos serviços e garantir a estabilidade financeira das empresas.

O Código de Águas só foi regulamentado através do Decreto 41.019/57, motivado pela necessidade de grandes volumes de investimento em energia demandados pelo crescimento industrial e pela urbanização do país. Esta regulamentação teve como principal objetivo fazer com que as tarifas cobrissem o custo do serviço.

Fazia parte do custo do serviço uma Reserva Global de Reversão (RGR), criada pelo Decreto 41.019/57. A RGR constituía-se em um fundo gerido pela União, formado por um percentual equivalente a 3% dos investimentos, pagos pelas concessionárias e destinado a cobrir as indenizações nos casos de reversão dos bens e das instalações da empresa, ao final do prazo de concessão. Na prática a RGR foi utilizada como fundo de custeio para a expansão do setor. Este período é fortemente caracterizado pela presença do Estado na regulamentação dos serviços de energia elétrica.

Em 1965, através da Lei 4.904, foi criado o órgão regulador – o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE), ligado ao Ministério de Minas e Energia (MME). Posteriormente, o Decreto-Lei 689/69 transformou-o no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que absorveu, também, as atribuições do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee), que tinha sido criado pelo Decreto-Lei 1.285/39. Esta medida eliminou a superposição de atribuições entre esses dois órgãos.

A correção monetária, criada pela Lei 4.357/64, transformou-se no principal instrumento da política de “realismo tarifário” da época, contribuindo para reconstituir a capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica, que havia sido deteriorada pela remuneração aplicada sobre o custo histórico dos ativos.

O Decreto-Lei 54.936/64 tornou obrigatória a aplicação da correção monetária sobre o valor original do ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica. Isto levou à recuperação das tarifas, visto que o item mais expressivo do custo do serviço das empresas era, justamente, a remuneração do ativo imobilizado.

O Decreto 62.724/68 estabeleceu que a estrutura tarifária deveria basear-se no princípio do custo marginal, com o objetivo de viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor. Não obstante, apenas a partir de 1981, com base em estudos realizados em conjunto pelo DNAEE, ELETROBRÁS e Eletricité de France, é que este critério começou a ser adotado somente para tarifas de alta-tensão, tendo em vista as dificuldades de estimativa de custos para o caso das demais tarifas.

A Lei 5.655/71, que elevou a taxa interna de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% para 12%, garantiu, ainda, uma taxa de retorno mínima de 10% e estabeleceu que eventuais insuficiências ou excessos de remuneração, apurados pelo poder concedente junto a cada concessionária, durante as prestações de contas anuais, passariam a ser registrados contabilmente na CRC.

Os recursos desta conta tinham o objetivo de restabelecer as taxas de retorno permitidas na legislação, ao compensar as perdas de algumas concessionárias com os recursos gerados por outras.

Ao longo dos anos, a fixação de tarifas serviu como instrumento econômico (caso da equalização tarifária) ou como política antiinflacionária (período de 1975 a 1986). Como consequência desta política e de um crescente endividamento externo de algumas empresas, instalou-se forte crise financeira no setor.

Neste período de tarifas equalizadas, os reajustes tarifários se baseavam na evolução do “custo do serviço” das empresas concessionárias de energia elétrica (operação e manutenção), mais uma remuneração garantida sobre o capital investido (SANTOS, 2001).

Em 1993, com o advento das Leis nºs 8.631 e 8.724 e o Decreto Regulamentar nº 774, iniciou-se uma nova fase do sistema de tarifa, buscando a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas. A Lei nº 8.631/93 extinguiu o regime de remuneração garantida, terminou com a equalização tarifária e estabeleceu que a ELETROBRÁS também destinaria os recursos da Reserva Global de Revisão – RGR para, entre outras finalidades, a reativação do PROCEL. Outras importantes alterações foram a solução para os débitos acumulados da União para com o setor elétrico (CRC) e implantação de uma nova sistemática para o reajuste tarifário aplicando-se uma fórmula paramétrica que garantia às concessionárias o reajuste das tarifas iniciais, propostas com base nos seus custos, por indicadores específicos destes custos. As tarifas seriam revisadas a cada três anos.

Em 1994 com a implantação do Plano Real, as tarifas foram convertidas em REAL pela média dos valores praticados nos meses de dezembro de 1993 a março de 1994. A fórmula paramétrica, definida em 1993, foi suspensa sendo que estabeleceu-se a condição de não poder ocorrer reajuste de tarifas em prazo inferior a um ano (SANTOS, 2001).

A Portaria 267/95 introduziu, ainda, três modificações tarifárias importantes: a primeira referia-se à divisão da classe de consumo residencial em duas subclasses, ou seja, a residencial e a de baixa renda (consumidores residenciais atendidos por programas especiais); a segunda alterou os percentuais de descontos aplicados às faixas de consumo residenciais de baixa renda; e, finalmente, a terceira eliminou o critério de desconto em cascata para o consumidor da subclasse residencial com nível de consumo superior a 200 kWh, que passou a pagar a tarifa plena sem desconto.

Por sua vez, o método definido para a classificação dos consumidores de baixa renda, submetido previamente ao DNAEE, resultou em uma classificação com base no consumo médio e estabelecimento de limites diferenciados para cada concessionária. Ainda permanecem em estudos na ANEEL novos métodos para contabilizar a tarifa para consumidores de baixa renda.

2.2 - A Crise Energética dos Anos 70 e a Necessidade de Evolução do Sistema Tarifário

A crise energética vivida na década de 70 despertou a preocupação com o modelo energético existente. Estudos e pesquisas culminaram com a elaboração de um documento do Ministério de Minas e Energia - MME, datado de nov/79, intitulado “Modelo Energético Brasileiro”.

Nesse Documento, foram apontadas as principais diretrizes na área energética, que vieram a nortear a atuação do setor em duas linhas de ações básicas, visando superar a citada crise energética: conservação de energia e estrutura tarifária que refletisse apropriadamente os custos incorridos e sua alocação.

A criação do PROCEL permitiu o despertar de uma mentalidade conservacionista entre os técnicos das empresas, influenciando em suas relações com os consumidores para induzi-los a utilização racional de energia.

A legislação estabelecia que as tarifas de energia elétrica deveriam ser fixadas sobre a forma de “SERVIÇO PELO CUSTO”, porém isto não significava que todos os consumidores deveriam pagar exatamente os mesmos preços pela energia consumida e, para que esta igualdade não se estabelecesse, deveriam ser levados em consideração os seguintes aspectos:

- *A energia é usada como “bem de produção” e como “bem de consumo”;*
- *Em cada uma das duas situações anteriores, as formas de consumir o produto são diferentes, conforme a classe dos consumidores;*
- *A energia, ao longo da cadeia de produção - transmissão - distribuição, sofre transformações e aumenta seu valor agregado, implicando, no entanto, em custos crescentes para a implantação de recursos sistêmicos ao longo de toda a cadeia..*

Tudo isso significava que o conceito de “Serviço pelo Custo” dava origem a uma estrutura complexa de preços, onde os custos globais seriam repartidos entre as diversas categorias de consumidores de forma equilibrada, para poder dar a cada categoria a convicção de estar pagando um preço justo pelo serviço que recebia, e a sensação de não estar sendo injustiçado pelo preço que as outras categorias estavam pagando.

Visando definir uma estrutura tarifária que refletisse os custos, o DNAEE, ELETROBRÁS e CONCESSIONÁRIAS, com a consultoria da EDF, implantaram uma metodologia de cálculo dos “CUSTOS MARGINAIS DOS FORNECIMENTOS” de forma a se tornar conhecida, em cada grupo de consumidores, a fração correspondente ao custo do serviço que lhe era prestado.

Dessa forma seria possível:

- *Avaliar com segurança as substituições energéticas que menor ônus trariam à nação;*
- *Os limites aceitáveis para os subsídios;*

- *Orientar a expansão do consumo para as horas locais e regiões geográficas onde os custos de provimento da oferta eram menores (racionalização do uso da energia - tarifa como instrumento de gestão da carga);*
- *Garantir a coerência global da política energética.*

Os dois aspectos, conservação e tarifa, estão intimamente ligados e fazem parte de um mesmo contexto: necessidade de melhorar o aproveitamento da capacidade instalada no sistema, face a carência de recursos e custos crescentes.

Tanto as ações junto aos consumidores, quanto a definição de tarifas que sinalizem corretamente ao usuário, dependem fundamentalmente do conhecimento da “demanda por energia elétrica” e “custos da expansão do sistema elétrico”.

Em 1990, objetivando rever e atualizar as características da carga, custos marginais do sistema elétrico, custos marginais dos fornecimentos e tarifas de referência, foi criado, mediante Portarias DNAEE nos 160/90 e 117/91, o PROGRAMA DE REVISÃO TARIFÁRIA – PRT.

Em 1994, o PRT foi reativado devido a desigualização tarifária estabelecida pela Lei 8631/93, o que foi formalizado pelas Portarias DNAEE nos 008/94 e 811/94. Os trabalhos foram retomados objetivando instrumentalizar o DNAEE e, no novo cenário de tarifas desigualizadas, também preparar as concessionárias para a definição de estruturas tarifárias de referência, com base nos custos marginais de fornecimento, conforme Portaria 176/93.

A Portaria DNAEE 811/94 estabeleceu o dia 20/12/94 como prazo limite para a conclusão dos trabalhos do PRT, quando foi realizado um seminário para apresentação dos resultados, consubstanciados nos seguintes relatórios:

- 1- *Diagnóstico das Atividades de Caracterização da Carga;*
- 2- *Metodologia para a Caracterização da Carga;*
- 3- *Validação das Tipologias Disponíveis;*
- 4- *Custos Marginais de Geração de Longo Prazo: a Desagregação nas Componentes de Energia e Potência e nos Postos Horosazonais;*
- 5- *Considerações sobre o Método de Cálculo das Probabilidades de Associação;*
- 6- *Metodologia de Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e de Passagem dos Custos Marginais às Tarifas de Referência;*
- 7- *Sistema Computacional para a Caracterização da Carga e o Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e;*
- 8- *Tarifas para Energia Interruptível..*

2.3 - A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e seus Desdobramentos no Sistema Tarifário

2.3.1 – Motivações e Justificativas

A expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, nas últimas décadas, se deu às custas do endividamento externo e por forte participação do Estado na solidificação das empresas geradoras e distribuidoras de energia elétrica, em sua grande maioria, estatais. A grande oferta de recursos financeiros internacionais e as altas taxas de crescimento da demanda permitiram o grande crescimento do parque gerador brasileiro, sobretudo na década de 70, constituindo-se num grande sistema interligado, com grandes usinas, reservatórios de grande capacidade de regularização e linhas de transmissão de longa distância.

Esta situação se inverteu nos anos 80 com a redução dos fluxos de recursos financeiros externos, prejudicando as grandes obras de infra-estrutura do setor elétrico, constituindo-se na incapacidade financeira do Estado em garantir a expansão do sistema. A contenção das tarifas públicas, usadas para reduzir o processo inflacionário, fez com que os projetos implantados auferissem uma remuneração inadequada dos investimentos realizados, comprometendo ainda mais a saúde econômico-financeira das empresas do setor.

Além disso, o desempenho das empresas do setor de eletricidade se deteriorou com os anos em decorrência do gigantismo, da falta de flexibilidade e da excessiva interferência política na gestão de seus negócios.

Durante vários anos o mercado de energia elétrica no Brasil foi regido por preços regulados, com forte interferência política por parte do governo federal, estabelecendo tarifas unificadas para todo o território brasileiro. Neste contexto, as empresas interagiam segundo regras próprias de organizações cooperativas, com o rateio do ônus e benefícios entre todos os agentes.

Na última década, puderam-se observar transformações profundas do setor elétrico em âmbito mundial. Diante do exposto acima e das novas tendências tecnológicas para o setor, o Banco Mundial, através de seus estudos e relatórios de avaliação, passou a recomendar a reformulação do setor. Segundo a entidade, a mudança deveria envolver, além da privatização das empresas, uma reforma estrutural e regulatória.

O Governo Federal, com a reestruturação do setor, pretende estabelecer um novo modelo institucional, comercial e regulatório com a possibilidade de criar bases sólidas para o futuro desenvolvimento do setor elétrico. Dessa forma, o Governo Federal espera alcançar os seguintes objetivos:

- Garantir uma oferta de eletricidade segura e confiável para o país e prover energia elétrica para os consumidores ainda não atendidos;
- Criar condições para aumentar a eficiência econômica em todos os segmentos do setor, introduzindo competição onde possível, delineando o quadro regulatório apropriado;
- Manter o desenvolvimento de plantas hidrelétricas econômicas;

- Criar condições para manter o programa de privatizações e tornar os novos investimentos mais atrativos para o setor privado, através de uma adequada alocação de riscos;
- Possibilitar um modelo de baixo risco para menor tarifa possível ao consumidor final.

No entanto, existem importantes fatores que restringem o cumprimento desses objetivos, que são:

- A necessidade de promover moderados aumentos tarifários para não prejudicar o programa de combate à inflação e, paralelamente, manter a confiança dos consumidores no programa de reforma do setor;
- O aumento das restrições ambientais aos projetos de geração e transmissão de energia, principalmente quando envolvem área inundada, realocação de população e geração térmica nuclear;
- O passado de dificuldades financeiras do Brasil, que coloca os bancos receosos de lhe emprestar recursos, especialmente financiamento de longo prazo;
- A dificuldade e a lentidão para se conseguir mudanças legislativas significativas.

Com a privatização das empresas, iniciada em 1995, e com a reestruturação do setor, vêm se buscando estabelecer na geração e comercialização de energia elétrica a livre concorrência, através do Mercado Atacadista de Energia (MAE), abrindo espaço para a livre competição, monitorada por regulação específica onde for necessário.

2.3.2 – O Encaminhamento das Reformas

O primeiro passo efetivo rumo ao atual modelo do Setor Elétrico ocorreu na organização financeira do Setor com a Lei 8631, de março de 1993, regulamentada pelo Decreto 774 / 93, que estabeleceu os seguintes pontos:

- **Desequalização tarifária e extinção da remuneração garantida** - as concessionárias continuam a ter suas tarifas, definidas em função do custo do serviço, mas sem uma taxa de remuneração garantida. O grau de remuneração fica portanto dependente da eficiência empresarial. Os concessionários propõem tarifas de 3 em 3 anos, as quais, após homologadas pelo DNAEE, somente poderão ser revistas quando fatores relevantes assim exigirem. As tarifas são também reajustadas de acordo com fórmula paramétrica para refletir a variação dos custos mensalmente. Na composição do custo do serviço, além dos custos operacionais e tributos, foi reativada a contribuição para a Reserva Global de Reversão (RGR), que havia sido cancelada, e a contribuição à Conta de Consumo de Combustível (CCC) foi ampliada ao nível nacional, incorporando os gastos com geração térmica nos sistemas isolados. Foi acordado entre o Governo Federal e as Concessionárias um programa de recuperação a curto prazo das tarifas. Entretanto, só se beneficiariam deste acordo os concessionários que firmassem contratos de suprimento de energia com os seus fornecedores.
- **Contratos de Suprimento:** os contratos de energia entre supridor e distribuidor passaram a ser feitos com base no maior entre dois valores de suprimento: i) os definidos pelo GCPS (Grupo Coordenador de Planejamento Setorial), para os 10 anos seguintes, em que os valores até o 4º ano passavam a representar compromissos firmes (do 5º ano em diante poderiam ser aditivados nos anos seguintes); e ii) os determinados pelo GCOI para o ano seguinte. O contrato de potência seria estabelecido com base nos valores definidos pelo GCOI para o próximo ano.

- **Acerto de Contas da CRC:** com a extinção da remuneração garantida, extingue-se também a CRC - Conta de Resultados a Compensar, que registrava as insuficiências de remuneração das concessionárias. Os créditos da CRC acumulados até então, que totalizavam US\$ 26,4 bilhões, foram utilizados pelas concessionárias para compensação dos débitos: com compras de energia; de contratos firmados com a ELETROBRÁS; com a CCC; da Compensação Financeira pelo uso de recursos hídricos (royalties); da RENCOR e de tributos federais. Para o acerto de contas, também foi condição básica a celebração de contratos com as supridoras até 30/06/93. Os saldos de CRC não compensados nessa fase (US\$ 8 bilhões) terão utilização futura, segundo forma e fins estabelecidos pelo Ministério da Fazenda.
- **Conselho de Consumidores:** a ser criado em cada área de concessão de distribuição, composto por representante de todas as classes tarifárias, em igual número, tendo caráter consultivo, e voltado para orientação, análise e avaliação das questões ligadas ao fornecimento, tarifas e adequação dos serviços prestados ao consumidor final.

2.3.3 – A Concepção do Novo Modelo Institucional

A reforma institucional do setor elétrico, como já mencionado, iniciou-se em 1993 com a Lei no 8631 e o Decreto 774 que propôs algumas mudanças importantes, sendo a principal, a que trata da desqualificação tarifária. A partir dessa Lei várias outras foram promulgadas com objetivo de preparar o setor para o processo de privatização e implementação do novo modelo institucional.

O modelo de reforma institucional, elaborado pela consultoria internacional Coopers & Lybrand com a participação de representantes das diversas empresas do setor elétrico, foi baseado no modelo inglês com algumas modificações para incorporar as características do sistema elétrico brasileiro.

O processo de reestruturação teve como pontos principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia do livre acesso à rede de transmissão e distribuição de energia elétrica e a redução do papel do Estado nas funções empresariais no setor, o que vem ocorrendo com a privatização das empresas existentes e a licitação da expansão. Também faz parte do novo modelo a instituição de entidades especializadas para executar as funções de regulação, planejamento da expansão, operação e financiamento do setor.

As principais alterações com relação ao modelo anterior, necessárias para incentivar a concorrência são:

- Desverticalização das empresa do Setor;
- Criação do Operador Nacional do Sistema (Privado);
- Instituição do Mercado Atacadista de Energia;
- Limitações ao Poder de Empresa e de Mercado;
- Compra de Energia pela ELETROBRAS;
- Comercialização de energia;
- Livre acesso à transmissão e distribuição;
- Proibição do comportamento anti-competitivo;

O objetivo central do novo modelo, desde o início de sua concepção, é assegurar a eficiência no Setor Elétrico através da competição, onde possível, e da regulamentação, onde necessária. No novo modelo, a concorrência ocorrerá:

- No Mercado Atacadista (energias não contratadas);
- Na Comercialização para os consumidores livres;
- Na comercialização para as distribuidoras;
- Na outorga de concessões;
- No fornecimento, construção e montagem.

O sistema de transmissão deverá permitir o livre acesso dos geradores aos consumidores, enquanto o sistema de geração deverá ser operado com base na otimização global, que fica a cargo do ONS. A Figura 2.1 apresenta a relação entre produção e comercialização de energia no novo modelo institucional do setor elétrico.

No que se refere à regulamentação, para incentivo à concorrência com relação à produção de energia elétrica, a Lei 9074/95 e o Decreto 2003/96, estabelecem normas relativas às concessões e permissões de geração e incluem, como pode ser observado na Figura 2.1, a participação dos Produtores Independentes de Energia (PIE) e os Autoprodutores (APE).

Dependendo da potência das usinas, as novas concessões poderão envolver licitação, autorização ou simples comunicação ao Poder Concedente. A Tabela 2.1 apresenta um resumo da Lei 9074, alterada pela Lei 9648/98, com relação a este assunto.

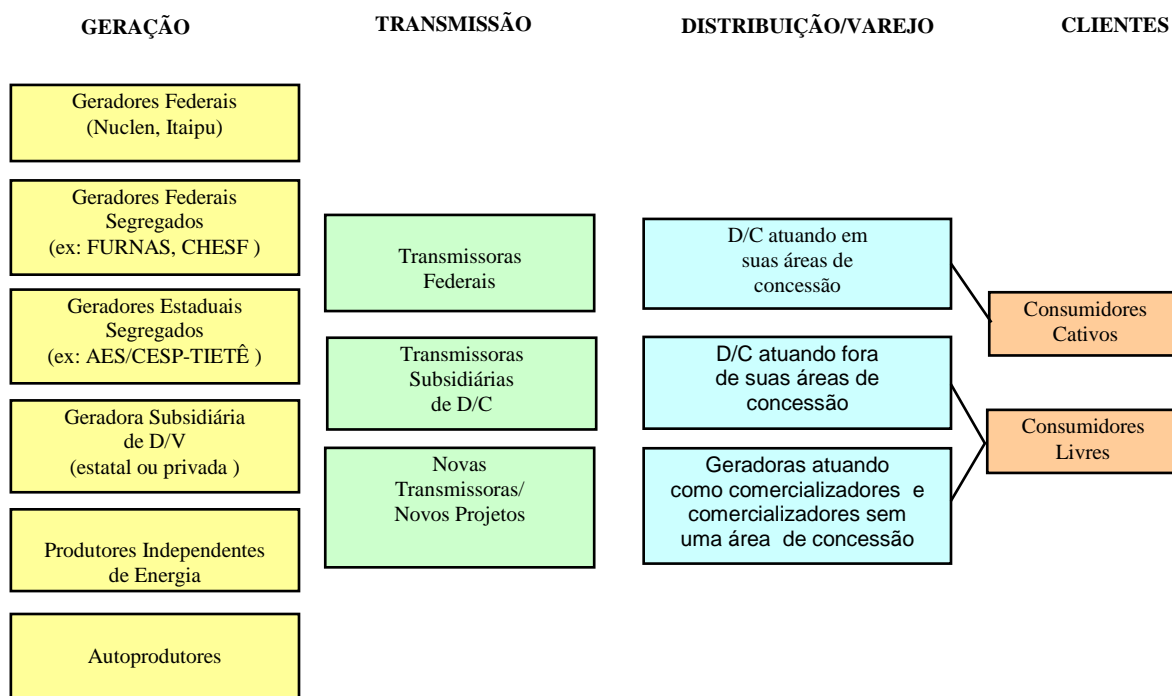


Figura 2.1 : Relação entre geração e comercialização no novo modelo

Tabela 2.1 : Requisitos para Desenvolver Atividade de Geração

Resumo da Lei 9074						
Tipo de Serviço	Geração	Faixa de Potência - P (MW)				
		P ≤ 1	1 < P ≤ 5	5 < P ≤ 10	10 < P ≤ 30	P > 30
Público	Hidrelétrica	livre ^[2]	Licitação ^[1]	licitação ^[1]	licitação ^[1]	licitação ^[1]
	Termelétrica	livre ^[2]	livre ^[2]	licitação ^[1]	licitação ^[1]	licitação ^[1]
APE	Hidrelétrica	livre ^[2]	Autorização ^[3]	autorização ^[3]	autorização ^[3]	licitação ^[2]
	Termelétrica	livre ^[2]	livre ^[2]	autorização ^[2]	autorização ^[2]	autorização ^[2]
PIE	Hidrelétrica	livre ^[2]	Autorização ^[3]	autorização ^[3]	autorização ^[3]	licitação ^[2]
	Termelétrica	livre ^[2]	livre ^[2]	autorização ^[2]	autorização ^[2]	autorização ^[2]

[1] Lei 9074 de 07/07/95
 [2] Decreto 2003 de 10/09/96
 [3] Lei 9648 de 27/05/98

A geração elétrica, como pode-se observar na Tabela 2.1, ocorrerá com a participação intensa de concessionárias privadas, públicas, produtores independentes e autoprodutores, em um ambiente altamente competitivo.

No entanto, há algumas diferenciações, além das já mostradas na tabela anterior, com relação às concessões, entre PIE, autoprodutor e concessionárias públicas/privadas, na forma de atuação no mercado.

A Resolução 094/98 da ANEEL, estabelece limites ao poder de mercado e que estão sintetizados na Tabela 2.2, a seguir.

Tabela 2.2 : Limites de Concentração Econômica

Limites ao poder de mercado	
GERADOR	20% Capacidade Instalada Nacional 25% Capacidade Instalada S/SE/CO 35% Capacidade Instalada N/NE
DISTRIBUIDOR/COMERCIALIZADOR	20% Mercado Nacional 25% Mercado S/SE/CO 35% Mercado N/NE
GERADOR + DISTRIBUIDOR	30% Mercado + Capacidade Instalada Nacional
TUDO MAIS É LIBERADO	

Com relação à transmissão de energia elétrica, houve uma separação dos ativos de geração dos ativos de transmissão (tensões de 230 kV ou superiores), constituindo-se na Rede Básica (Decreto 1717/95), com o objetivo de garantir o livre acesso ao sistema de transporte de energia por todos os agentes interessados.

Todas as empresas que possuem ativos de transmissão (federais e estaduais) são obrigadas pela lei 9074/95 a criarem subsidiárias específicas e a transferir para estas seus ativos de transmissão, constituindo as empresas de transmissão de energia elétrica. Neste relatório será usada a sigla TRANSCO para se referir às empresas de transmissão.

Também foram transferidos às TRANSCOS, os ativos de subtransmissão, com tensão operativa inferior a 230 kV, que serão tratados como ativos de distribuição para fins de formulação e regulamentação tarifárias.

Todas as empresas proprietárias das instalações de transmissão e distribuição, deverão propiciar livre acesso aos usuários e deverão ser comercialmente neutras, isto é, não poderão comprar ou vender energia, mas apenas oferecer o serviço de transmissão. Estão sendo abertas concessões para novas instalações de redes de transmissão havendo a participação da iniciativa privada.

Existem já no setor várias empresas de distribuição/comercialização (Empresas D/C), e outras estão sendo criadas pela divisão de algumas das maiores empresas de D/C. Estas são divididas em: empresas D/C atuando em suas áreas de concessão; D/C atuando fora de suas áreas de concessão; e geradoras atuando como comercializadores e comercializadores atuando sem uma área de concessão.

Do ponto de vista do mercado, o novo marco regulatório setorial cria as figuras do “Mercado Livre”, “Mercado Cativo” e o “Mercado de Atacado de Energia”. O “Mercado Livre” é representado pelos consumidores livres, constituindo-se nos consumidores que podem escolher seus fornecedores de energia elétrica. A Lei 9074 / 95 também especifica os prazos para que os consumidores, em função de seu porte e nível de tensão de atendimento passem a desfrutar da prerrogativa de migrar para o mercado livre. A Figura 2.2 a seguir apresenta o citado cronograma.

Figura 2.2 : Cronograma de Liberação de Consumidores para o Mercado Livre – Lei 9074/95

<i>Possíveis compradores de Energia dos PIE permitidos pelos art. 12, 15 e 16 da lei nº. 9074/95</i>	<i>>30/06/95</i>	<i>>30/06/2000</i>	<i>>06/2003</i>
• Concessionárias de Serviço Público de Energia Elétrica	/	/	/
• Consumidores acima de 10 MW e 69 kV	/	/	/
• Consumidores acima de 3 MW e 69 kV		/	/
• Consumidores acima de 3 MW			/

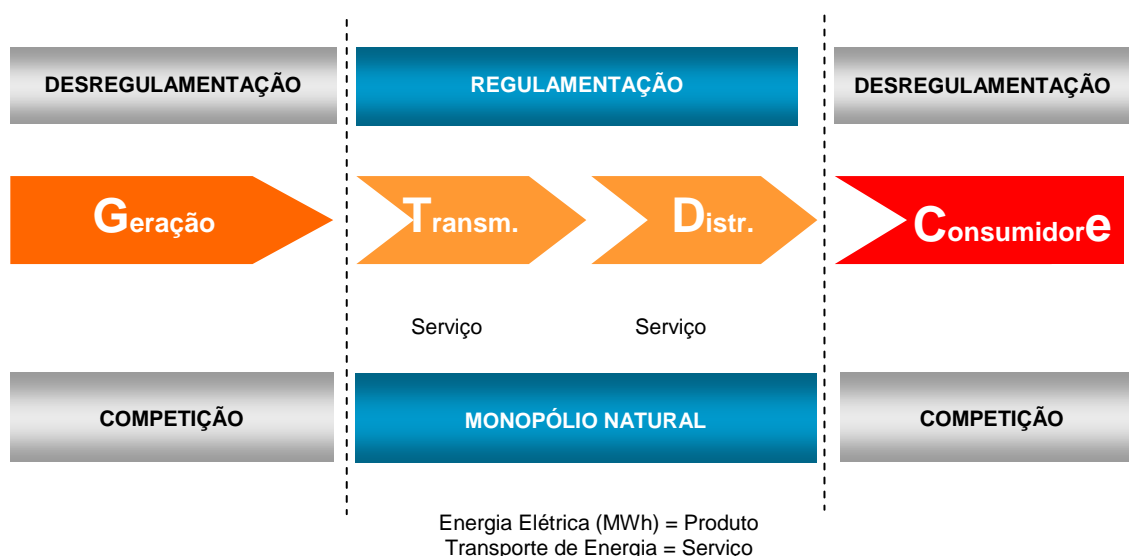
O “Mercado Cativo”, é representado pelos consumidores que não têm conexão à rede de transmissão ou possuem reduzida capacidade instalada e, neste caso, estão obrigados a serem atendidos pelo concessionário local, sendo que o Poder Concedente exerce um papel regulador e fiscalizador para preservar os interesses destes consumidores. As tarifas dos consumidores cativos são reguladas pela ANEEL. Criou-se também um Conselho de Consumidores, com o objetivo de prover mais transparência ao processo decisório no Setor Elétrico.

Uma característica central do novo modelo comercial, foi a criação do MAE. O MAE é o ambiente virtual onde todos os compradores e vendedores de eletricidade podem negociar seus contratos de compra e venda de energia. No âmbito do MAE será determinado o preço de varejo, ou preço de curto prazo (“preço spot”) da energia elétrica. Nesse ambiente será comercializada toda a energia elétrica que não for coberta por contratos bilaterais entre os produtores e os comercializadores.

Devido à grande volatilidade dos preços spot no sistema brasileiro, torna-se necessário analisar os riscos econômicos deste novo cenário de compra e venda de energia elétrica. A variabilidade das afluências é caracterizada por um processo estocástico, causando o mesmo efeito sobre o custo marginal de operação de curto prazo, que é refletido no preço MAE.

Resumindo, cumpre enfatizar que, no passado, a estrutura da indústria era formada por diversas empresas que atuavam em vários segmentos específicos e por outras verticalmente integradas, sendo estas posteriormente desmembradas e privatizadas, no sentido de separar a geração, transmissão, distribuição, e comercialização como atividades distintas. É justamente dessa consideração que decorre a principal característica da reforma institucional: a separação entre transporte e produto para o caso da energia elétrica. A Figura 2.3 apresenta a nova estrutura do setor elétrico.

Figura 2.3: Novo Modelo Institucional – Separação Entre Produto e Serviço



2.3.4 – Repercussão e Desdobramentos na Fixação das Tarifas de Energia Elétrica

A Força Tarefa Encargos de Distribuição ficou encarregada de definir metodologia e estabelecer as condições necessárias para a implantação dos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição, seguindo as diretrizes propostas pelos consultores da Coopers & Lybrand. A proposta dos consultores foi analisada e, baseada nos objetivos da Força Tarefa, o trabalho foi dividido em duas frentes:

- a) definição de metodologia para determinação da estrutura tarifária de uso dos sistemas de distribuição das empresas, baseada nos “custos marginais”;
- b) definição das margens atualmente praticadas pelas distribuidoras, objetivando permitir a transição gradual entre a estrutura atual das tarifas de fornecimento e as novas tarifas em cada unidade de negócio (“quebra” das atuais tarifas em parcelas correspondentes a geração, transmissão, distribuição e comercialização, sem criar impacto inicial aos consumidores e/ou promover desequilíbrio econômico financeiro às empresas).

Basicamente, a metodologia proposta pelos consultores para a estruturação das tarifas de uso dos sistemas de distribuição está de acordo com os conceitos empregados pelo setor elétrico brasileiro desde o início da década de 1980: utilização dos “custos marginais de fornecimento” até cada nível de tensão”.

Foi elaborado um relatório preliminar apresentando:

1. As diferenças entre a metodologia proposta pelos consultores e a metodologia proposta pelo grupo de trabalho, diferenças estas que foram aprovadas pelos consultores;
2. Cálculo das margens de comercialização;
3. Resultados obtidos e conclusões e;
4. ANEXOS com os cálculos dos “custos de distribuição” até cada nível de tensão, por sistema elétrico, e detalhamento do cálculo das “margens de comercialização”.

Na evolução do processo de reestruturação institucional do Setor Elétrico Brasileiro, ficou evidenciada a necessidade imperiosa de separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização; e que, durante a fase transição, para manter a estabilidade dos preços finais ao consumidor e concessionárias de distribuição:

- a) Os antigos contratos de suprimento de energia deveriam ser substituídos por contratos de uso do sistema de transmissão, contratos de conexão e contratos de compra e venda de energia;

- b) As tarifas de fornecimento ao consumidor final deveriam ser abertas em parcelas referentes à compra de energia, uso e conexão à rede de transmissão, uso do sistema de distribuição e taxas de comercialização.

Face ao exposto, a ANEEL, em sua resolução 244/98, estabelece os critérios para o cálculo dos montantes de energia e potência a serem considerados nos contratos iniciais, bem como as relações contratuais.

Por sua vez, na sua resolução 248/98 são estabelecidas as condições gerais de prestação do serviço de transmissão, contratação do acesso e uso do sistema de transmissão de energia elétrica vinculada à celebração dos contratos iniciais.

Considerando as resoluções 244 e 248, citadas acima, a ANEEL, em sua resolução 267/98 estabelece os montantes de energia e demanda dos contratos iniciais, bem como valores a serem considerados no cálculo das tarifas de transmissão da região sul.

A resolução 269/88 estabelece as tarifas de compra e venda de energia a serem consideradas nos contratos iniciais.

Dando continuidade ao processo de implantação do Setor Elétrico Brasileiro, em abril de 1999, na resolução 66, a ANEEL dispõe sobre a composição da rede básica e instalações de conexão; e, na resolução 142/99, estabelece a composição e os valores de receitas anuais permitidas às concessionárias com ativos na rede básica e às instalações de conexão, bem como a tarifa mensal de transmissão vinculada aos contratos iniciais e transporte de Itaipu. Fica aí estabelecido também que esses valores deverão ser ajustados anualmente.

Em outubro de 1999, a ANEEL publicou a resolução 281, que regulamenta a contratação do acesso, o que compreende o uso e conexão aos sistemas de transmissão e distribuição. Nessa resolução são estabelecidas as condições gerais para contratação do acesso:

- a) É delegado ao ONS a coordenação do acesso à rede básica (instruções e procedimentos, viabilidade técnica, estabelecer responsabilidades, celebrar contratos, controle dos montantes e faturamento);
- b) Responsabilidades das concessionárias de transmissão;
- c) Responsabilidades dos concessionários de distribuição para acesso aos seus sistemas (negociar contratos de uso e conexão, efetuar medições e faturar os encargos decorrentes da conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, discriminando as parcelas; contratar o acesso à rede básica de forma a assegurar o atendimento ao mercado cativo, consumidores livres e geradores conectados a suas instalações)
- d) Responsabilidades dos usuários;

- e) Os procedimentos para o acesso;
- f) Relações contratuais;
- g) Condições mínimas a serem estabelecidas nos contratos;
- h) Critérios para o faturamento dos encargos dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;
- i) Critérios gerais de definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- j) Critérios para a conexão, bem como faturamento dos encargos.

Complementando a resolução 281/99, foram publicadas as resoluções 282 e 286, estabelecendo, respectivamente as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A resolução 286/99 estabelecia as tarifas de uso dos sistemas de distribuição das concessionárias, *já incorporando, nos valores de ponta, as parcelas referentes ao uso da transmissão no estado da federação correspondente*, publicadas na resolução 282/99, bem como critérios e prazos para que as Empresas distribuidoras propusessem seus próprios valores.

No ano 2000 foram reajustadas, conforme previsto, as tarifas de uso do sistema de transmissão.

As tarifas de uso dos sistemas de distribuição permaneceram inalteradas, enquanto continuava o processo de negociação com as Empresas para aprovação das suas propostas, em consonância ao estabelecido na resolução ANEEL - 286/99.

Em 2001 foram publicadas as resoluções:

- a) ANEEL/244 – estabelecendo os valores reajustados das tarifas de uso do sistema de transmissão, estes valores estão discriminados para contratos iniciais, geração e consumidor livre.
- b) ANEEL/594 – estabelecendo a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, valores a serem aplicados à geração, condições de faturamento *(para determinação do encargo relativo ao uso da distribuição deverá ser adicionado, no posto tarifário PONTA, a tarifa de uso das instalações de transmissão, vinculada à respectiva Unidade da Federação)*. Essa resolução também estabelece que, quando da revisão tarifária, as Empresas deverão disponibilizar à ANEEL as tipologias que representem a totalidade das unidades consumidoras e instalações transformadoras. São estabelecidas também as condições de aplicação das novas tarifas de uso dos sistemas de distribuição, a serem publicadas (novos contratos – valor integral, contratos firmados à luz da resolução ANEEL/286 – mediante uma rampa, conforme fórmula estabelecida).

Face à nova conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro, com Empresas privadas detendo a concessão do serviço de Distribuição, cujo objetivo é “maximizar o lucro” mediante aumento da receita, redução dos custos e aumento da eficiência, **o foco inicial da década de 70, de investimento em tarifas horo-sazonais**, visando otimização da rede, concomitantemente com políticas de administração da demanda visando reduzir investimentos, **volta a ser uma das metas dos investidores**.

3 – ASPECTOS RELEVANTES DA TARIFICAÇÃO HOROSAZONAL NO BRASIL

3.1 – Conceitos Básicos

Os componentes básicos para definição das tarifas elétricas em vigor no Brasil são:

- ✓ Demanda de potência (kW ou kWh/hora); e,
- ✓ Consumo de energia (kWh).

O sistema utilizado até 1981 era o denominado de “Convencional”, onde não havia diferenciação de preços para demanda e/ou energia em função de sua utilização durante as horas do dia e períodos do ano. Sendo indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, bem como durante o mês de junho ou dezembro. Com isso, o perfil do comportamento do consumo ao longo desses períodos refletia uma tendência natural, vinculada exclusivamente aos hábitos de consumo e às características próprias dos mercados da região onde estava inserido.

O período em que ocorre maior solicitação de demanda é denominado “horário de ponta” do sistema elétrico. Na prática, isto ocorre, geralmente, entre 17:00h e 21:00, atingindo o máximo por volta das 19:00h, variando de acordo com a região.

O fato de ocorrer o maior carregamento das redes de distribuição neste período, faz com que o custo do “kW” agregado de um consumidor qualquer neste intervalo de tempo, seja mais elevado, o que leva, conseqüentemente, a tarifas mais caras; face à necessidade adicional de investimentos no sistema para atendimento da demanda.

Outro fato que afeta a oferta de energia elétrica está relacionado com a disponibilidade hídrica, *menor* nos meses de maio a novembro, denominado “período seco”, e *maior* nos meses de dezembro e abril do ano seguinte, denominado “período úmido”.

O atendimento ao mercado no período seco só é possível em virtude da capacidade de acumulação nos reservatórios das usinas que estocam a água afluenta durante o período chuvoso.

Assim, o fornecimento de energia no período seco tende a ser mais oneroso, face à necessidade eventual de construção de grandes reservatórios, e entrada em operação de usinas térmicas alimentadas, muitas vezes, por energéticos importados.

Face à citada variabilidade dos custos, foi concebida a Estrutura Tarifária Horosazonal (Tarifas Azul e Verde), que consiste na aplicação de tarifas diferenciadas para os diversos usos, levando em consideração os horários de “ponta” e “fora de ponta” e períodos “seco” e “úmido”.

Alguns dos motivos que justificam a aplicação destas tarifas são:

- ✓ Estimular o deslocamento de cargas para os horários em que o sistema elétrico estiver menos carregado; e,
- ✓ Orientar o consumo de energia elétrica para períodos do ano em que houver maior disponibilidade de água nos reservatórios das usinas.

Nessa perspectiva, o mercado será induzido à utilização de energia elétrica de forma mais racional e, a médio e longo prazo, à disponibilização extra de capacidade no sistema permitindo a agregação novas cargas a menores custos.

3.2 - Principais definições

A seguir são apresentadas as principais definições relacionadas com a estrutura tarifária no Brasil :

- *Horário de Ponta*: corresponde ao intervalo de 3 horas consecutivas (a ser definido por cada concessionária local), compreendido entre às 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira (excluindo-se, portanto, os sábados e domingos);
- *Horário Fora de Ponta*: corresponde às horas complementares às relativas ao horário de ponta, acrescido do total das horas dos sábados e domingos;
- *Período Seco*: compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelos meses de maio a novembro de cada ano (sete meses do ano);
- *Período Úmido*: compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte (cinco meses do ano);
- *Segmentos Horosazonais*: são as combinações dos intervalos de ponta e fora de ponta com os períodos seco e úmido, conforme abaixo:
 - Horário de ponta em período seco – PS;
 - Horário de ponta em período úmido – PU;
 - Horário fora de ponta em período seco – FPS; e,
 - Horário fora de ponta em período úmido - FPU.
- *Tarifas de Ultrapassagem*: são as tarifas aplicadas à parcela da demanda medida que superar o valor da demanda contratada, no caso de Tarifas Horosazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância.
- *Modulação*: corresponde a variação percentual do valor de demanda ao longo do dia, em relação ao horário de ponta.
- *Consumidor do Grupo A*: são aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 KV ou ligados em baixa tensão em sistema de distribuição subterrâneo, mas considerados, para efeito de faturamento, como de alta tensão. Nesta categoria, os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência em três tipos de tarifação: convencional, horosazonal azul e horosazonal verde;

- *Consumidor do Grupo B:* são os demais consumidores. Nesta categoria, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido. Obs: Os consumidores enquadrados como Monômios pagam tarifas do Grupo B, conforme a utilização da energia (comercial, residencial, industrial, etc);
- *Tolerância de ultrapassagem de demanda:* é uma tolerância dada aos consumidores das tarifas horosazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda. Esta tolerância é de:
 - 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV;
 - 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV (a grande maioria), e demanda contratada superior a 100 kW; e,
 - 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV, e demanda contratada de 50 a 100 kW; e,
- *Demanda:* é a razão entre o consumo de energia da unidade consumidora dividido pelo tempo no qual se verificou tal consumo. Para faturamento de energia medido pela concessionária, se utilizam intervalos de integração de 15 minutos, e a concessionária de energia elétrica escolherá o valor mais alto dentre elas, ainda que tenha sido verificada apenas uma única vez no mês.

3.3 - Faturamento da Demanda e da Energia Elétrica

A forma do faturamento varia em função do enquadramento tarifário de cada consumidor específico.

A maioria das pequenas e médias empresas (industriais e/ou comerciais) brasileiras estão enquadradas, onde são faturados: consumo e demanda, ativos e reativos. Os consumidores com transformadores particulares podem ser enquadrados na tarifação convencional, monômnia ou na tarifação horosazonal (azul ou verde). Os custos por kWh (consumo) e KW (demanda) são mais baixos nas tarifas horosazonais, porém as multas por ultrapassagem da demanda contratada são mais pesadas.

Para a escolha do melhor enquadramento tarifário (quando facultado ao cliente), é necessária uma avaliação específica e cuidadosa dos valores e da forma como é usada a energia .

3.3.1 - Tarifa Convencional

Nesta tarifa, o consumidor pagará pelas duas grandezas: energia e demanda, ativos e reativos, sem diferenciação horária e/ou período do ano. A demanda considerada para efeito de faturamento será o maior valor dentre: a demanda registrada, a demanda contratada (se houver) e 85% da máxima demanda dos últimos 11 meses, ou 10% da máxima demanda verificada por medição, nos últimos 11 meses, quando se tratar de unidade consumidora classificada como Rural ou Sazonal. É importante observar que um pico de demanda por um curto período de tempo pode significar acréscimos na conta de energia por até 12 meses.

Para o faturamento da demanda e energia reativos, separa-se o horário capacitivo do restante. Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, deverá ser faturado o excesso de reativo, se por outro lado, o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, não existirá excedente e esta parcela não é cobrada. Para tanto, considera-se aceitável o limite de fator de potência indutivo de 92%.

3.3.2 - Tarifa Horosazonal Azul

No sistema tarifário horosazonal azul, o faturamento é feito considerando-se dois períodos horários, *Ponta e Fora de ponta* e dois períodos anuais: *Seco e Úmido*; com dois valores diferenciados para tarifas de demanda (ponta e fora de ponta) e quatro valores diferenciados para tarifas de energia (ponta e fora de ponta, período seco, e ponta e fora de ponta, período úmido).

No que concerne à demanda, fatura-se o total: máxima demanda do período “ponta” e a máxima demanda do período “fora de ponta” multiplicadas por suas respectivas tarifas.

A energia, por sua vez, é faturada considerando-se os totais dos consumos acumulados nos intervalos de ponta e fora de ponta multiplicados pelas respectivas tarifas, que, por sua vez, são diferentes nos meses considerados secos e úmidos.

O faturamento da demanda é igualmente composto por parcelas relativas à cada período horosazonal. Para cada período, o cálculo será o seguinte:

Caso 1 - Demanda registrada inferior à demanda contratada. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada.

Caso 2 - Demanda registrada superior à demanda contratada, mas dentro da tolerância de ultrapassagem. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda registrada.

Caso 3 - Demanda registrada superior à demanda contratada e acima da tolerância, paga-se a tarifa normal pelo contratado, e a tarifa de ultrapassagem sobre todo o excedente.

Para o faturamento da demanda e energia reativos, considera-se, horário capacitivo e demais horários. Se o fator de potência do consumidor for inferior aos limites estipulados pela legislação, deverá ser faturado o excedente da demanda e energia reativos.

3.3.3 - Tarifa Horosazonal Verde

No sistema tarifário horosazonal verde, o faturamento é feito considerando-se dois períodos horários, *Ponta e Fora de ponta* e dois períodos anuais: *Seco e Úmido*; com um único valor para tarifa de demanda e quatro valores diferenciados para tarifas de energia (ponta e fora de ponta, período seco, e ponta e fora de ponta, período úmido).

No que concerne à demanda, fatura-se o produto da máxima demanda pela tarifa de demanda.

A energia, por sua vez, é faturada considerando-se os totais dos consumos acumulados nos intervalos de ponta e fora de ponta multiplicados pelas respectivas tarifas, que, por sua vez, são diferentes nos meses considerados secos e úmidos.

Para o faturamento da demanda e energia reativos, considera-se, horário capacitivo e demais horários. Se o fator de potência do consumidor for inferior aos limites estipulados pela legislação, deverá ser faturado o excedente da demanda e energia reativos.

3.3.4 - Tarifa Monômnia

Na tarifação monômnia, o consumidor paga à concessionária até duas parcelas: consumo ativo e reativo. O faturamento do consumo ativo é feito de forma semelhante ao Grupo B, sem diferenciação horária.

Para o faturamento do consumo reativo, considera-se: horário capacitivo e demais. Se o fator de potência do consumidor estiver abaixo dos limites estipulados pela legislação, haverá faturamento do excedente do consumo reativo.

3.4 - Critérios para enquadramento no Sistema Tarifário

A seguir são apresentados os requisitos para enquadramento nas opções tarifárias :

➤ **Sistema Binômio Convencional:**

Aplicável às unidades consumidoras do Grupo A atendidas em tensão inferior a 69 KV e que não apresentem demanda igual ou superior a 500 KW.

➤ **Sistema Horosazonal Azul:**

Aplicável às unidades consumidoras do Grupo A de forma:

Opcional, para as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 KV e que contratem demandas entre 50 KW e 500 KW.

Compulsória, para as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 KV e, inferior a 69 KV se for contratada demanda igual ou superior a 500 KV ou que apresentarem nos últimos 11 meses, 3 ou mais registros no histórico de medidas de demanda igual ou superior a este valor.

➤ **Sistema Verde:**

Será sempre aplicada de forma opcional, desde que a unidade consumidora seja atendida em tensão inferior a 69 KV e contrate uma demanda mínima de 50 KW. A unidade consumidora deverá ter apresentado nos últimos 11 meses, no mínimo, 3 registros no histórico de medidas de demanda igual ou superior a 50 KW.

➤ **Sistema Monômio:**

Será sempre aplicada de forma opcional, desde que a unidade consumidora seja atendida em tensão inferior a 69 KV e que preencha uma das seguintes condições:

- a) Independente da potência transformadora, que esteja localizada em área de veraneio ou de turismo em que sejam explorados serviços de alojamento e alimentação;
- b) Independente da potência transformadora, que seja utilizada basicamente para a prática de atividades esportivas onde a carga correspondente a iluminação dos locais de competição corresponda a no mínimo $2/3$ do total da carga instalada da unidade consumidora;
- c) Para qualquer consumidor do Grupo A, cuja potência transformadora seja no máximo igual a 75 KVA.

4 - MODELO COMPUTACIONAL UTILIZADO PARA SUPORTE DE AVALIAÇÃO DE NOVAS PROPOSTAS TARIFÁRIAS

4.1 – Considerações Gerais

Conforme enfatizado em outros tópicos desse trabalho, é de grande interesse de todos os agentes que atuam no setor de energia elétrica que a estrutura das tarifas de distribuição reflitam, da forma mais adequada possível, os custos de atendimento específicos do serviço de distribuição nos diversos pontos de conexão a estas redes.

O critério usado para o estabelecimento das tarifas de uso para cada tipo de consumidor baseia-se na estrutura estabelecida pelos custos marginais de expansão e pela respectiva responsabilidade deste tipo de consumidor quanto à expansão da rede.

O software TARDIST, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), foi a principal ferramenta empregada pela equipe da UNICAMP/USP no processo de obtenção das tipologias dos clientes, das tipologias da rede e da sinalização dos Custos Marginais de fornecimento de energia elétrica em cada posto horosazonal pré-definido (ponta/fora da ponta/vazio).

Cumprе ressaltar que o TARDIST é um sistema computacional para cálculo dos custos marginais de fornecimento e tarifas de uso do sistema de distribuição (por nível de tensão); por isso, o citado modelo é usado somente como elemento sinalizador de custos, não fornecendo estimativa confiável para as tarifas de fornecimento de energia elétrica para os postos horários propostos.

4.2 – O Modelo “TARDIST” : Descrição de Funcionamento e Potencial de Utilização

Baseando-se em dados de faturamento da concessionária, cadastro de redes de distribuição (subestações e transformadores de distribuição) e medições de curva de carga, o software TARDIST integra, em um único aplicativo, as etapas de caracterização da carga, cálculo dos custos marginais de fornecimento e passagem dos custos às tarifas de uso dos sistemas de distribuição.

Resumidamente, pode-se dividir a operação do TARDIST em três módulos:

- *Aquisição de dados*: Responsável pelo preenchimento da base de dados, a partir da leitura dos arquivos com as medições de curva de carga¹, e cadastro de clientes e redes².

¹ Arquivos com as medições de curva de carga dos clientes e subestações em formato público, oriundos da campanha da TUSD do ano 2000.

- *Caracterização da Curva de Carga:* Responsável pela construção de tipologias de clientes e redes, obtidas por um algoritmo de análise de agrupamentos ou “cluster-analysis”.
- *Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição:* Executa o cálculo dos custos marginais de fornecimento e a passagem destes para as tarifas de uso através da metodologia definida pela ANEEL (Resolução ANEEL n°286/99).

4.2.1 – Aquisição de Dados:

Para calcular as tarifas de uso dos sistemas de distribuição, é fundamental ter conhecimento profundo dos consumidores, carregamento nas linhas e transformações do sistema, perdas de energia, custo marginal por nível de tensão e por classe de consumo, etc. Estas informações devem ser supridas pelos diversos departamentos (operação, mercado e planejamento, por ex.) da Cia. Distribuidora, gerando uma base de dados composta genericamente por três subconjuntos: dados dos consumidores (cadastro de faturamento da distribuidora e medições das curvas de carga³), dados das transformações (dados cadastrais das subestações e transformadores de distribuição com suas respectivas medições de curva de carga) e dados gerais (informações referentes ao diagrama simplificado⁴ da distribuidora, fatores de perda, mercado anual de energia por período hidrológico e por subgrupo tarifário, custos marginais e horários de cada posto tarifário definido).

Em sua rotina de funcionamento, o TARDIST lê os arquivos com as medições de consumo de Clientes e fluxo de potência nas Subestações, em formato público, para construir internamente, as tipologias de curvas de carga a serem usadas no cálculo dos custos marginais de fornecimento e tarifas de uso dos sistemas de distribuição.

4.2.2 – Caracterização da Curva de Carga:

Na prática, é impossível construir tarifas a partir da análise individual do comportamento de cada um dos clientes da empresa; por isso faz-se necessário a definição de um pequeno número de tipologias de curvas de carga, representativas do universo de consumidores e redes da distribuidora, conhecidas respectivamente como clientes-tipo e rede-tipo. Na construção das tipologias, o TARDIST emprega uma técnica de agrupamento estatístico ou “cluster-analysis” conhecida como agrupamento hierárquico.

² Arquivos em formato texto fornecidos pela CPFL.

³ O TARDIST lê somente arquivos com medições de curva de carga em formato público, com tempo de integração de 15 minutos.

⁴ O diagrama simplificado mostra os subgrupos existentes na rede da distribuidora e as transformações de interligação entre os mesmos. Apresenta também os fluxos em MW que passam pelas transformações e as injeções ou gerações, também em MW, nos diversos subgrupos.

Basicamente, esta técnica divide o conjunto de curvas de carga em subconjuntos mutuamente exclusivos, denominados agrupamentos ou “clusters”, de tal forma que as curvas em um mesmo agrupamento sejam semelhantes entre si, mas ao mesmo tempo sejam diferentes das curvas pertencentes aos outros agrupamentos. A soma das curvas de carga dentro de cada agrupamento resultará em uma tipologia. O número adequado de agrupamentos pode ser definido através do exame visual dos agrupamentos formados pelo algoritmo de “cluster”. O ideal é que cada agrupamento seja bastante homogêneo e que agrupamentos distintos sejam bem diferentes, de tal forma que, idealmente, os agrupamentos conseguiram explicar a variabilidade total do conjunto.

4.2.3 - Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição

Com base na receita da concessionária, tipologia dos clientes e das redes (comportamento típico dos consumidores e transformações da distribuidora), nos postos horários e nas sazonalidades típicas da hidrologia (períodos seco e úmido do ano), o TARDIST calcula os custos marginais de fornecimento de energia e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição, disponibilizando, através de formulários, os seguintes resultados:

- Tipologias dos consumidores ou clientes-tipo: para cada cliente-tipo mostra a curva de carga horária em p.u. da média, a demanda máxima e consumo por posto tarifário.
- Tipologia das transformações ou redes-tipo: para cada rede-tipo mostra a curva de carga horária em p.u. da média, o consumo e as horas de ponta.
- Fator de coincidência;
- Fatores α (participação das redes de cada tipo, com demanda máxima em determinado horário, na energia que transita no nível de tensão) e β (parcela da energia que transita em cada rede-tipo, com demanda máxima em determinado horário, devida aos Clientes de um dado tipo);
- Responsabilidade de potência dos clientes-tipo
- Proporções de Fluxo;
- Componentes de capacidade e energia dos Custos Marginais de Fornecimento dos clientes-tipo, em \$/kWano e \$/MWh, totalizado por subgrupo tarifário e classes de consumo, por posto tarifário e período hidrológico.
- Distribuição do Custo Marginal ao Longo do Dia
- Custo Marginal para os 3 postos tarifários simulados

Partindo dessa disposição de resultados, promove-se a metodologia de estudo da viabilidade de aplicação das novas tarifas horosazonais propostas.

4.3 – Dificuldades de Utilização e Limitações Evidenciadas na Aplicação aos Estudos de Caso

O principal ponto que merece destaque é o fato de que a versão trabalhada do TARDIST não atende às expectativas geradas em seu manual.

Em um primeiro momento, entende-se que o software é capaz de permitir a definição de até 12 períodos hidrológicos (1 para cada mês), além de possibilitar a definição de até 24 postos tarifários, viabilizando, por exemplo, a obtenção de uma curva horária de custos marginais de fornecimento. Entretanto, na realidade não é isso que ocorre, visto que há somente a permissão para entrada de 2 períodos hidrológicos (seco e úmido) e 2 grupos horários (ponta e fora de ponta).

Essa dificuldade foi parcialmente contornada depois de muitas interações entre o CEPEL, a CPFL e a equipe da UNICAMP. Parcialmente, pois os analistas do CEPEL criaram uma subrotina dentro do TARDIST que o habilita a trabalhar somente com três postos horosazonais. Ainda não é o ideal, mas já foi uma medida paliativa suficiente para atender os anseios desse trabalho. Fica como sugestão à CPFL, que exija, como cliente do CEPEL, um produto que atenda às especificações descritas em seu manual.

Outro contratempo enfrentado, que também merece atenção, foi a utilização da base de dados de uma Campanha de Medidas inadequada, que na realidade foi feita no ano de 1999 com o propósito de servir à elaboração da TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) em virtude da aprovação da Resolução ANEEL nº286/99.

O TARDIST, mesmo não tendo uma plataforma muito "amigável", apesar de se propor como um software comercial, é um instrumento poderosíssimo no cálculo e determinação dos clientes e redes típicas de uma concessionária, além do que, fornece com grande precisão os custos marginais de fornecimento e as tarifas de uso do sistema de distribuição. Mas, para que isso se dê de maneira harmoniosa, deve-se ressaltar a importância da realização de uma ampla e completa campanha de medidas de forma a se conhecer, detalhadamente, o comportamento da "Rede" e do "Mercado" da empresa. O objetivo desta campanha de medidas, que deve ser realizada em conjunto com uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo, para uma amostra representativa de consumidores, é determinar a real situação do carregamento das subestações do sistema da empresa concessionária interessada e a participação ou responsabilidade dos consumidores nesse carregamento.

Somente a partir da existência dessa conjunção de fatores é que o TARDIST poderá ser usado como um instrumento preciso e eficaz na metodologia de obtenção dos custos marginais de fornecimento, embutidos no cálculo das novas tarifas horosazonais propostas.

5 - METODOLOGIA PARA FORMULAÇÃO DE NOVAS TARIFAS HORO-SAZONAIS

5.1 – Considerações Gerais

A Tarifa Horo-sazonal visa estimular a mudança do hábito de consumo de segmentos / grupos de consumidores que podem contribuir para a maior eficiência na utilização do sistema elétrico, reduzindo a necessidade de expansão e reforços da rede elétrica mediante transferências de carga dos horários de maior solicitação do sistema para horários de folga.

No primeiro Relatório emitido no âmbito do presente Projeto de P&D, focou-se a aplicação de tarifação horo-sazonal em nível internacional, tendo-se concluído que a tendência de utilização da tarifa de energia elétrica como elemento indutor do consumo eficiente e conveniente do ponto de vista do sistema está bastante espalhada ao redor do Globo, existindo interessantes alternativas de desenvolvimento de opções tarifárias, com distintas características, porém sempre com o objetivo maior de estimular o próprio consumidor a contribuir para a redução da necessidade de investimentos na expansão e operação do parque gerador e redes elétricas de transmissão e distribuição de energia.

5.2 – Formulação de Novas Variantes Tarifárias

5.2.1 – Campanha de Medidas

Para a proposição de alterações nas tarifas horo-sazonais vigentes (alterações no número de postos tarifários e/ou duração de postos tarifários existentes; alteração da relatividade entre valores das tarifas aplicáveis em distintos postos tarifários; etc), deve-se realizar estudos fazendo-se uso de metodologia já tradicionalmente empregada no Brasil e reconhecida pela ANEEL e realizar uma ampla e completa campanha de medidas de forma a conhecer, detalhadamente, o comportamento da “Rede” e “Mercado” da Empresa.

O objetivo desta campanha de medidas, que deve ser realizada em conjunto com uma pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de consumo, para uma amostra representativa de consumidores, é determinar a real situação do carregamento das subestações do sistema da empresa concessionária interessada e a participação ou responsabilidade dos consumidores nesse carregamento.

Para a realização de uma campanha de medidas, deve-se seguir os seguintes passos:

- (i) definição estatística de uma amostra representativa de consumidores;
- (ii) definição de questionários de pesquisa – com solicitação de informações complementares do mercado;
- (iii) instalação de equipamentos de medição;
- (iv) realização e recepção das medidas; e

(v) montagem dos arquivos de dados.

(Maiores informações podem ser obtidas consultando a referência [1].)

O Anexo A, apresenta modelos de questionários que podem ser utilizados para a realização da pesquisa de posse e hábito, respectivamente para os setores comercial e industrial, setor hoteleiro e o terceiro para o setor residencial.

Os próximos passos do processo de formulação do novo cardápio tarifário são explicitados nos tópicos que se seguem.

5.2.2 - Determinação das Tipologias da Rede e dos Clientes.

As tipologias de rede e clientes são determinadas, conforme procedimento definido pela ANEEL, em NOTA TÉCNICA específica para definição da Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, mediante a utilização de métodos estatísticos de agregação de dados.

5.2.3 - Determinação da participação dos Clientes-tipo na formação das Curvas de Carga das Redes - tipo.

A recomposição da curva de carga é realizada através da determinação da influência das tipologias dos clientes-tipo na formação das curvas de carga das redes-tipo fazendo os ajustes necessários para permanecer inalterado o montante de energia.

5.2.4 - Avaliação dos Subsistemas com maiores Necessidades de Investimentos.

Este procedimento, desenvolvido junto à área de planejamento da empresa, é importante para indicar quais as áreas onde os custos de implantação e operacionalização de uma nova modalidade tarifária são inferiores aos benefícios (ou seja, estes custos são inferiores ao investimento evitado - custo marginal de expansão) o que justifica economicamente estas modalidades tarifárias, para determinado segmento de mercado.

5.2.5 - Análise da influência dos Clientes-tipo na formação da Curva de Carga

Determinar a influência dos clientes-tipo na formação da curva de carga dos subsistemas para todas as áreas selecionadas para investigação de potencialidade de aplicação de novas opções tarifárias.

5.2.6 - Seleção do Segmento de Mercado Consumidor com maior Potencial de participação na Formação da Ponta do Subsistema Selecionado e capaz de aderir às Novas Modalidades Tarifárias.

Através da análise da recomposição da curva de carga, pode-se identificar as classes de consumidores que apresentam melhores condições de resposta a uma tarifa horo-sazonal modificada. Esta seleção deve considerar, não só a influência destes na formação da ponta, mas também a sua capacidade de modulação e de utilização da energia em horários diferenciados (horas vazias), que foram identificados por meio da pesquisa de posse e hábito.

5.2.7 - Análise de Viabilidade Econômica Local e Global da Implantação das Propostas de Novas Tarifas

Para implantação de novas tarifas é fundamental o estudo detalhado de viabilidade econômica de cada proposta. Deste modo é importante identificar os custos e benefícios associados com a sua implantação.

Vários parâmetros podem ser incluídos nos custos, tais como: custo de investimento em função do prazo de amortização; custos administrativos e financeiros de implantação do projeto; custos operacionais; entre outros. Pode-se identificar como benefícios a postergação de investimento na expansão da rede de distribuição e a captação de novos clientes que pode eventualmente acontecer em função da disponibilidade criada. *Esta análise deve ser realizada para duas situações: para os subsistemas selecionados e para o mercado global da CPFL.*

Para os subsistemas, considera-se somente o custo marginal destes e suas respectivas perdas de receita. Por outro lado, na análise global do mercado de toda a CPFL, leva-se em conta o custo marginal médio da empresa discretizado por nível de tensão, considerando o seu plano global de obras, cotejando-se a potencial redução de custos com a perda de receita causada pela mudança de comportamento de todos os clientes-tipo da empresa.

5.2.8 – Fixação de Estímulos ao Consumidor para Aderir a uma Nova Modalidade Tarifária

O estímulo para que o consumidor module o consumo como esperado, deve ser dado principalmente através das vantagens econômica proposta pela nova modalidade tarifária. Além disto, com o conhecimento adquirido através da pesquisa de posse e hábitos, a CPFL deve direcionar suas estratégias de marketing aos clientes alvo, fornecendo-lhes conhecimento técnico suficiente para que module sua carga, como por exemplo, através do gerenciamento de carga / alteração do processo produtivo e da implantação de novos turnos de trabalho, contando ainda com o suporte de recursos de automação, melhoria tecnológica e programas de educação e treinamento, etc.

5.2.9 - Implantação de um Projeto Piloto

Para permitir a verificação da eficácia do cardápio de tarifas em cogitação, deverá ser implantado um Projeto Piloto em uma área selecionada como de potencial para este tipo de aplicação, procedendo-se a observação experimental da resposta dos consumidores aos estímulos proporcionados.

5.2.10 - Análise dos Resultados Obtidos

A figura a seguir apresenta um fluxograma que resume todo o processo de implantação da tarifa horo-sazonal modificada, visualizando determinar a viabilidade de aplicação das novas tarifas para outros submercados da área de concessão.

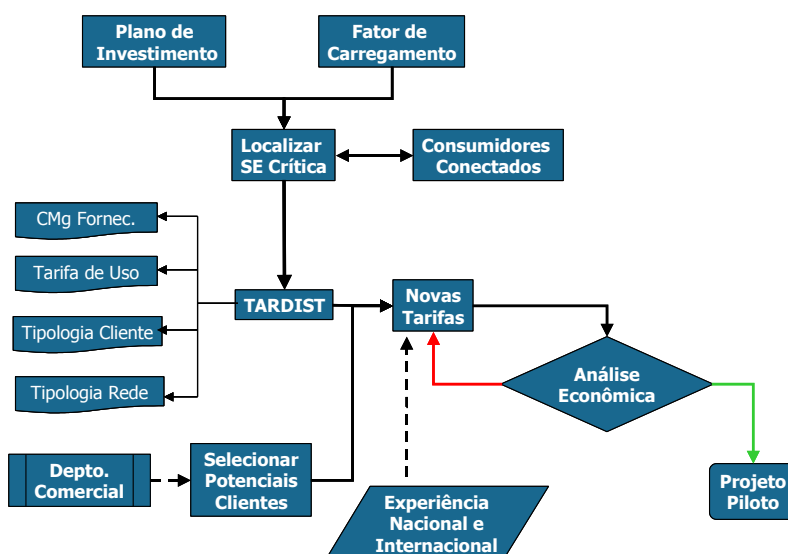


Figura 5.1 – Seqüência de Implantação da Tarifa Horo-sazonal Modificada.

5.3 - Estudo de Caso

A principal dificuldade encontrada para a realização de um estudo de caso que pudesse testar na prática a teoria desenvolvida para a implantação de uma tarifa horo-sazonal modificada, foi o fato de não ter sido previsto uma campanha de medição específica para este propósito e o conhecimento da capacidade de modulação dos clientes potenciais. Para exemplificar a metodologia proposta foram utilizados dados da campanha de medição realizada em 2000 para elaboração da “Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição” - TUSD.

Inicialmente foram determinadas as tipologias de redes e clientes utilizando-se das medições realizadas em 2000 e foi feita a atualização das receitas e custos marginais para o ano de 2001. Para tal utilizou-se do software TARDIST desenvolvido pelo CEPEL, onde foram realizadas modificações para considerar novos postos horários (hora de vazio), que além da determinação das tipologias das redes e dos clientes determinou os custos marginais de capacidade para os três postos tarifários analisados.

- Ponta: 19:00 às 21:00h;
- Fora de Ponta: 22:00 às 23:00 e 7:00 às 18:00h e
- Vazio: 00:00 às 6:00h.

As Tabelas 5.1 e 5.2, apresentam os valores de Custo Marginal de Capacidade – CMg, expressos em R\$ / kW.mês e distribuídos pelas horas do dia, os quais foram encontrados com o suporte de simulações efetuadas com o Modelo TARDIST nas diversas transformações. O valor zero indica custo marginal nulo, pode-se verificar que para o horário vazio, em todos os casos, os custos marginais de capacidade apresentaram-se nulos (Tabela 5.2).

Tabela 5.1 – Distribuição do Custo Marginal

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
A1 /A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0
A1 /A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0
A2 /A3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0
A2 /A3A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
A2 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
A2 /A4	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	0	0	6	6	6	0	0	0	0	0	0	0	0
A2 /A4	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0	0
A2 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0
A2 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	8	8	8	8	8	8	8	8	0	0	0	0
A2 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A3 /A3A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A3 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
A3 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A3 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
A3 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	0	0	5	5	0	0	0	0	0
A3 /A4	0	0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	0	0	0	0	14	14	14
A3 /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
A3A /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
A3A /A4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
A4 /BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0
A4 /BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	6	6	6	6	6	6	0	0	0	0	0	0
A4 /BT	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A4 /BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	5	5	5	0	0	0

Fonte: Tardist

Tabela 5.2 – Custo Marginal para os 3 Postos Tarifários Simulados.

	Demanda (Kw)		Postos Tarifários		
	Maxima	Media	FPONTA	PONTA	VAZIO
Subgrupo BT	2048981.20	102.89	60.82	58.44	0.00
Classes COM	483958.01	99.50	61.85	42.69	0.00
Classes IND	113847.00	96.54	78.43	22.15	0.00
Classes IP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Classes RES	1573827.03	96.38	45.04	63.20	0.00
Subgrupo A4	1168562.01	50.31	28.11	27.38	0.00
Classes MT	1041549.07	50.11	27.92	27.24	0.00
Classes RUR	127013.00	51.94	29.66	24.50	0.00
Subgrupo A3A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Subgrupo A3	6367.00	17.93	9.43	20.59	0.00
Subgrupo A2	393547.00	22.95	15.51	8.01	0.00
Subgrupo A1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fonte: Tardist.

A seguir identificou-se as Subestações com maiores previsões de investimentos, a partir do plano de obras da CPFL e com o auxílio do software “Cuca”, foram separadas as curvas de carga das mesmas para o período seco e úmido.

Para exemplificar o efeito da modulação das cargas de uma determinada classe de consumidores (Classe A4), foi escolhida uma subestação e determinado com o auxílio do Tardist qual a participação das tipologias A4 na referida subestação.

A Figura 5.2 apresenta as tipologias dos clientes-tipo A4 obtidos após a execução do Tardist utilizando os dados da campanha de medição realizada em 2000. As tipologias destacadas em linhas contínuas são as que apresentam participação na curva de carga da subestação selecionada.

A figura 5.3 apresenta o agregado de cada tipologia Cliente-tipo A4 na participação da curva de carga da subestação selecionada para o estudo.

Por fim, foi realizada uma análise de sensibilidade, verificando os efeitos da modulação da carga dos clientes-tipo A4 na curva de carga da subestação, para retirada entre 3% a 20% da demanda média no horário de ponta (18:00 às 21:00) da subestação e transferindo o consumo para os horários de vazio e fora de ponta

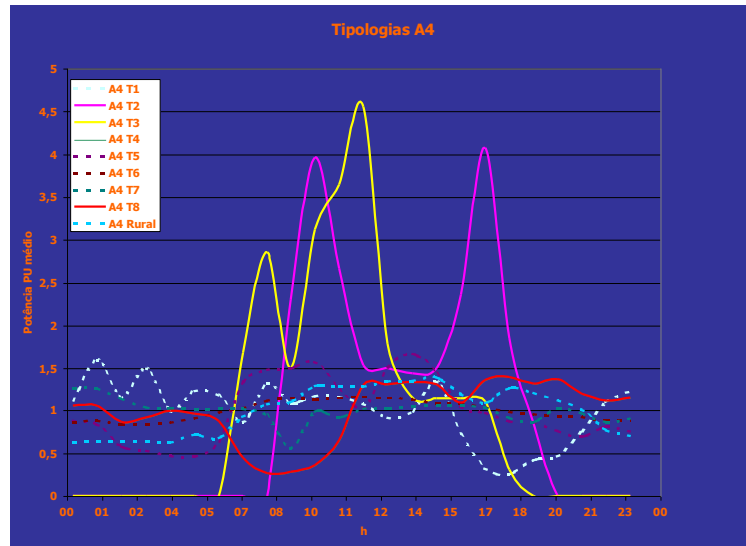


Figura 5.2 – Tipologias A4 Identificadas pelo TARDIST

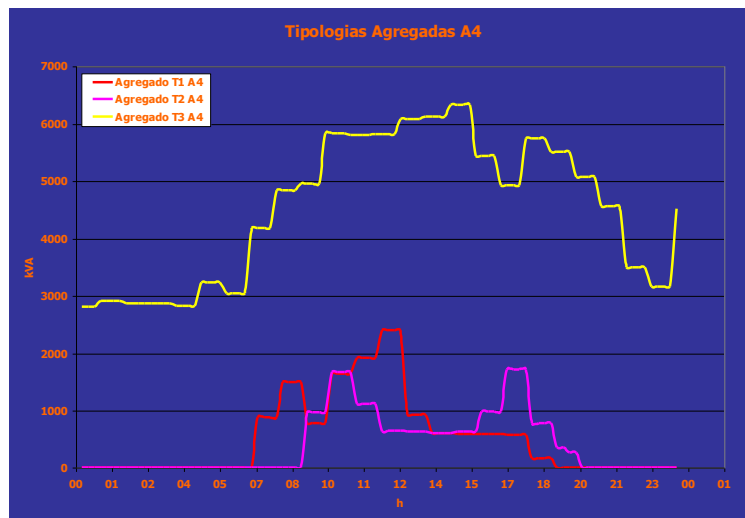


Figura 5.3 – Participação das tipologias A4 na curva de carga da Subestação

.As figuras 5.4 a 5.8 mostram os efeitos da modulação dos clientes-tipo A4 na curva de carga da subestação para retirada entre 3% a 20% da demanda média na ponta. As curvas superiores representam a demanda da subestação atual (linha contínua) e após a modulação da carga dos clientes-tipo (linha pontilhada). As curvas inferiores representam a participação dos clientes-tipo A4 (linha contínua) na subestação e a previsão de modulação de suas cargas (linha pontilhada). Fica evidenciado que apesar da ponta dos clientes-tipo A4 não coincidir com a ponta da subestação, a modulação de suas cargas trazem um efeito positivo na redução da demanda no horário de ponta da subestação.

O estudo completo deverá verificar este efeito em todas as subestações (críticas e não críticas) para realizar a análise de viabilidade econômica para diversos percentuais de adesão para modulação da carga

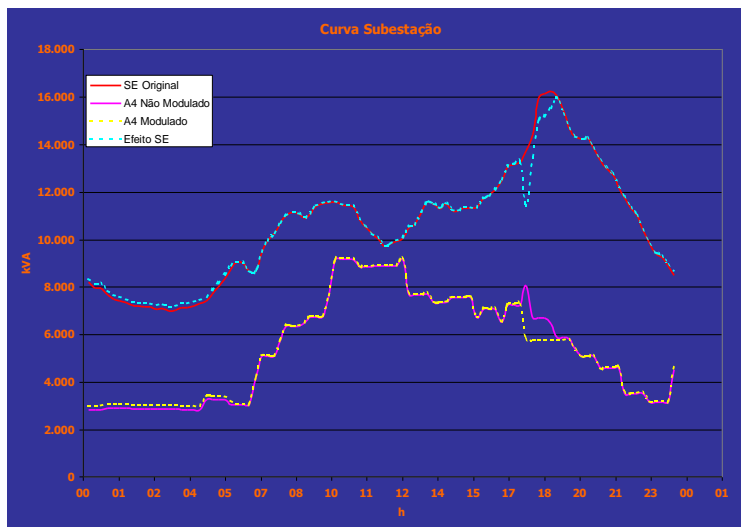


Figura 5.4 – Retirada de 3% da Ponta

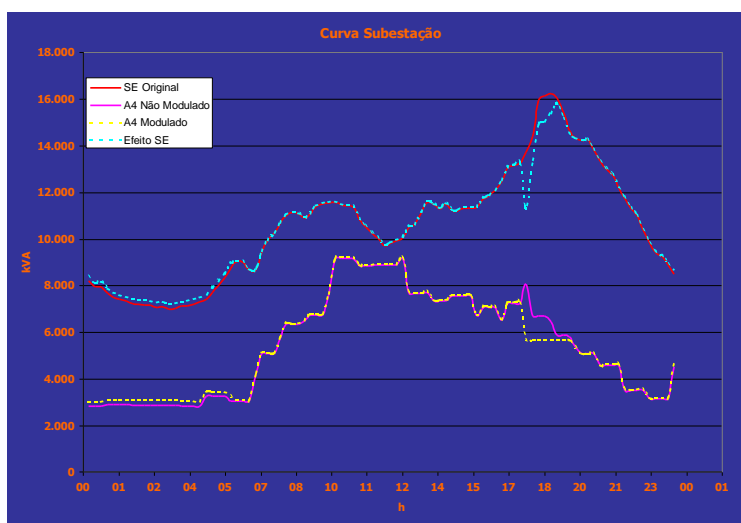


Figura 5.5 – Retirada de 5% da Ponta

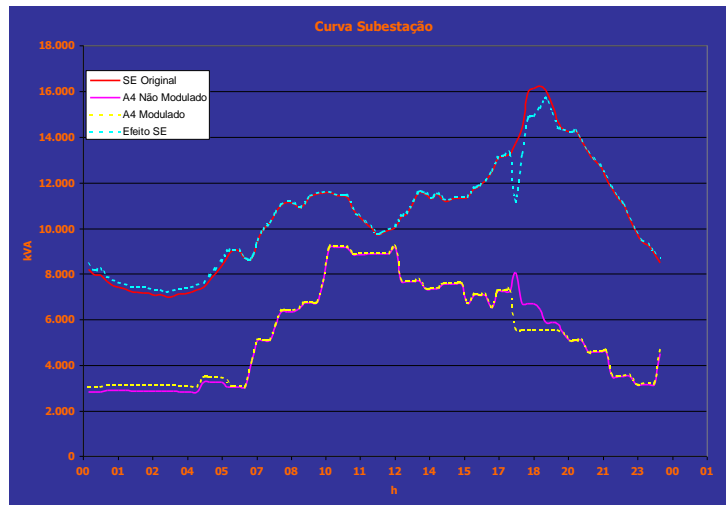


Figura 5.6 – Retirada de 7% da Ponta

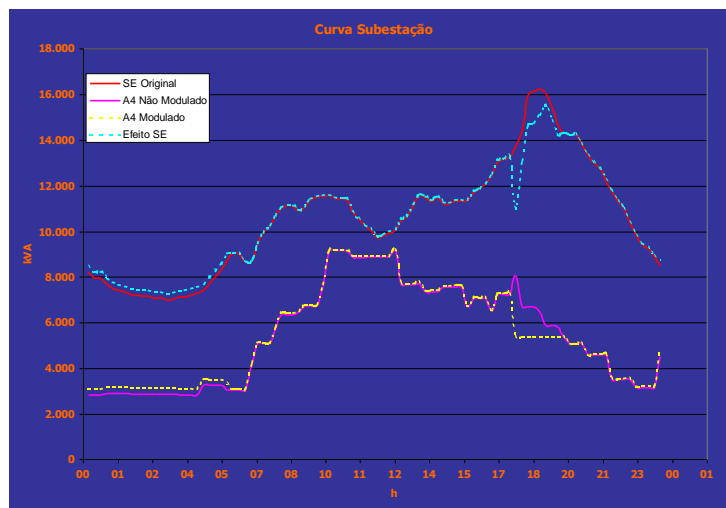


Figura 5.7 – Retirada de 10% da Ponta

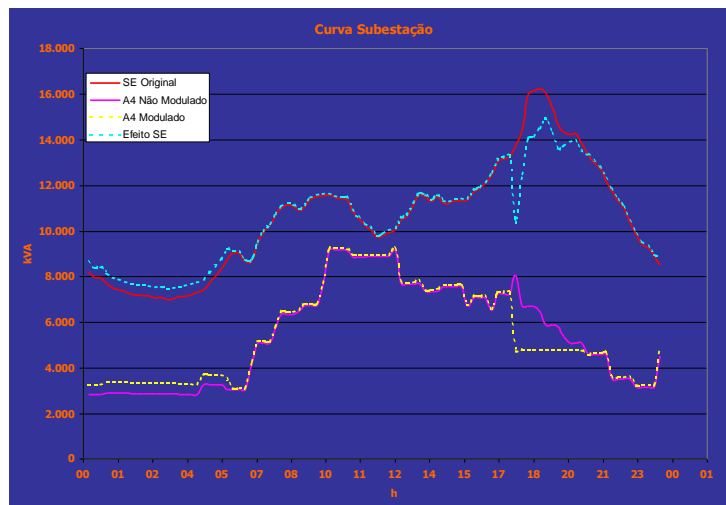


Figura 5.8 – Retirada de 20% da Ponta

5.4 - Resultados Obtidos

Com os resultados obtidos, constatou-se a viabilidade de proposição de tarifas em 3 postos tarifários, as quais teriam baixíssimo custo no período considerado “horas vazias”.

Foram determinados os horários onde os custos marginais de capacidade são nulos (Tabela 5.1) e para todos os subsistemas no horário definido como vazio (00:00 às 6:00) o custo marginal de capacidade foi nulo, indicando a possibilidade de proposição de tarifa diferenciada para este posto horário.

Quanto maior o número de tipologias de clientes, mais precisa será a recomposição da curva de carga do subsistema estudado e conseqüentemente a determinação do percentual de participação dos mesmos na formação da curva de carga da subestação.

A análise das curvas obtidas com a simulação da modulação da carga dos clientes-tipo selecionados (figuras 5.4 a 5.8) para diferentes níveis de modulação demonstra que apesar dos mesmos não serem os principais formadores da ponta da subestação estudada, o efeito da modulação de suas cargas neste horário afeta de maneira significativa a demanda na ponta.

O efeito da modulação da carga dos clientes-tipo na curva de carga da subestação tem apenas propósito ilustrativo, já que os percentuais de retirada da demanda na ponta foram escolhidos aleatoriamente. Como foi exposto na metodologia proposta é necessário um estudo mais detalhado para obtenção de resultados significativos e para realização do estudo de viabilidade econômica e financeira.

6 - METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DE TARIFAS INTERRUPTÍVEIS

6.1 – Cadeia de Procedimentos Proposta

Para a aplicação de Tarifa Interruptível é necessário verificar os horários de baixo carregamento das subestações (capacidade ociosa) e estimular o consumo nestes horários, visando obter receita adicional a baixo custo. Vale salientar que esta modalidade tarifária tem a característica de “oferta em caráter provisório”, dependendo das oscilações do mercado de energia, da capacidade energética do sistema e capacidade de transporte da rede local de distribuição.

Para obtenção de tarifas interruptíveis, deve-se inicialmente adotar a seguinte metodologia:

1. Localizar quais subestações e redes apresentam horários com baixo carregamento, que implique em custos marginais de fornecimento baixo ou mesmo nulo;
2. Localizar os consumidores ligados às subestações e redes determinadas anteriormente;
3. Analisar a curva de carga destes clientes e verificar a possibilidade de aceitação de energia interruptível a baixo custo;
4. Analisar os cenários para a evolução dos custos que seriam incorridos pela CPFL na compra de energia no mercado de curto prazo, aferindo-se expectativas de custos de energia no MAE, de tal forma a evidenciar oportunidades de se ofertar energia de baixo custo aos clientes (nesse caso, o preço da energia interruptível será composto do custo de energia comprada no “spot”, adicionado dos impostos pertinentes e uma margem de comercialização);
5. Determinar blocos de energia passíveis de serem ofertados em cada uma das subestações identificadas no item 1;
6. Com base nos resultados obtidos nos itens 1 e 2, definir preços para esses blocos de energia, que possam ser atrativos para os clientes previamente identificados.

6.2 - Estudo de Caso

6.2.1 – Procedimentos de Execução

O levantamento das curvas de carga das subestações foi realizado com o auxílio do Software “Cuca”. Foram analisados as demandas registradas no ano de 2000 e o fator de carga das subestações. Dentre as subestações analisadas, separou-se aquelas com maior disponibilidade de blocos de energia para possível comercialização.

O próximo passo seria a seleção dos clientes, verificando quais teriam potencial para aceitar a oferta de energia interruptível a baixo custo.

6.2.2 – Resultados Obtidos

A Tabela 6.1 apresenta os valores de demanda máxima anual registrada, a mínima registrada no mesmo dia e o fator de carga médio para cada subestação no ano de 2000.

Tabela 6.1 - Demanda máxima e mínima registrada no ano de 2000

Subestação	Demanda Máxima Registrada	Demanda Mínima Correspondente	Fator de Carga Típico	Relação Máx/Min
	kVA	kVA		
Altinópolis	9.127	1.959	0,60	4,66
Anhanguera	24.069	5.328	0,81	4,52
Bandeirantes	22.067	7.274	0,60	3,03
Bebedouro	22.872	5.843	0,74	3,91
Boa Esperança do Sul	4.321	410	0,64	10,54
Cajuru	7.975	2.436	0,53	3,27
Campo Verde II	8.429	1.733	0,74	4,86
Cillos	17.229	5.385	0,76	3,20
Colina	7.413	2.021	0,56	3,67
Cosmópolis	20.058	6.546	0,65	3,06
Diamante	22.921	5.246	0,69	4,37
Guanabara	18.231	5.133	0,64	3,55
Ibaté	7.084	1.776	0,68	3,99
Ibitinga	35.338	11.840	0,74	2,98
Igarapava	12.596	4.025	0,63	3,13
Ipiranga	23.333	10.263	0,79	2,27
Ituverava	13.470	1.240	0,64	10,86
Jardim Marajó	29.558	7.667	0,54	3,86
Jardinópolis	11.288	2.051	0,69	5,50
Leão XIII	29.261	7.704	0,73	3,80
Monte Mór	16.320	4.950	0,75	3,30
Morro Agudo	9.905	2.375	0,58	4,17
Morro Azul	24.547	9.723	0,76	2,52
Nazaré	24.435	7.265	0,75	3,36
Pedregulho	8.465	2.260	0,56	3,75
Pinhal	17.782	5.384	0,68	3,30
Pirangi	9.447	3.216	0,66	2,94
Pitangueiras	8.050	2.336	0,63	3,45
Pradópolis	5.111	748	0,59	6,83
Rincão	10.073	3.195	0,60	3,15
Saltinho	7.157	1.694	0,66	4,22
Santa Adélia	13.773	4.219	0,67	3,26
Sao Joaquim da Barra	14.661	4.329	0,82	3,39
São Pedro	15.603	4.481	0,60	3,48
Serra Negra	16.169	4.796	0,60	3,37
Sertãozinho	22.564	6.059	0,83	3,72
Souzas	7.257	2.419	0,81	3,00
Uirapuru	21.710	6.761	0,64	3,21
Valinhos	33.274	10.728	0,77	3,10

Da análise da tabela anterior, pode-se observar que o fator de carga das subestações varia entre o mínimo de 0.53 e máximo de 0.83 com média de 0.68. A conjunção destes dados sinaliza um potencial mercado para oferecimento de tarifas interruptíveis aos clientes conectados a estas subestações.

Conforme já apresentado anteriormente, o baixo fator de carga de algumas subestações dentro da área de concessão da CPFL mostra que durante grande parte do dia as instalações trabalham com um patamar de carga baixo e na hora de ponta apresentam um carregamento muito próximo à sua capacidade total, fazendo com que haja uma grande necessidade de recursos para investimentos da expansão da capacidade na Ponta.

Uma forma de mitigar essa situação seria estimular os clientes a comprarem os blocos de energia disponíveis nos horários complementares à ponta, onde a concessionária ofereceria uma tarifa mais atrativa.

Foram separadas algumas subestações com grande potencial de aproveitamento (figuras 6.6 até 6.10) para venda de blocos de energia em caráter interruptível nos horários de baixo carregamento da rede.

● **Subestação Bandeirantes**

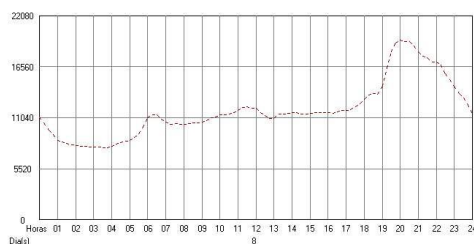


Figura 6.1

● **Subestação Diamante**

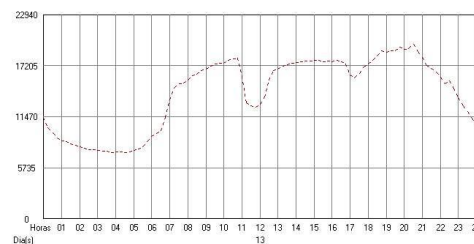


Figura 6.4

● **Subestação Bebedouro II**

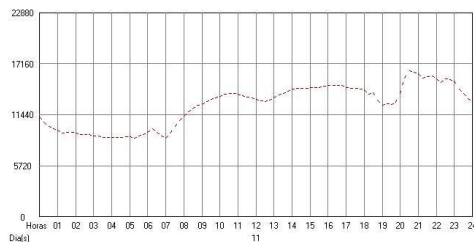


Figura 6.2

● **Subestação Ibitinga**

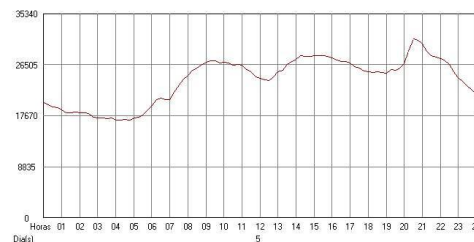


Figura 6.5

● **Subestação Cosmópolis**



Figura 6.3

● **Subestação Jardim Marajó**

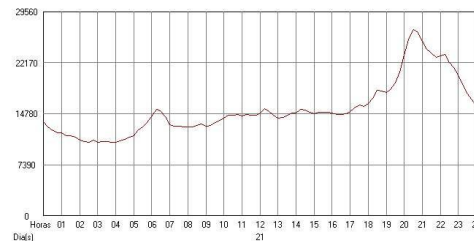


Figura 6.6

- **Subestação Leão XIII**

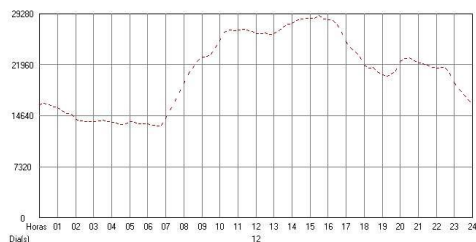


Figura 6.7

- **Subestação Saltinho**

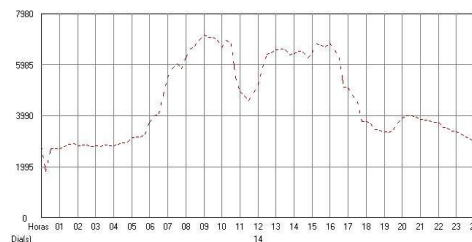


Figura 6.9

- **Subestação Nazaré**



Figura 6.8

- **Subestação Uirapuru**



Figura 6.10

Essas subestações selecionadas apresentam diferença acima de 10MW entre a demanda máxima e mínima registrada, representando um montante considerável de energia que poderia, em princípio⁵, ser comercializado em excelentes condições tanto para o consumidor como para a concessionária, posto que o atendimento de consumo adicional nas horas vazias não demandaria investimentos na rede.

⁵ Dependendo, para garantia de atratividade, do custo da energia a ser oferecida, que por sua vez é função da conjuntura do sistema interligado (balanço carga / geração e condição hidrológica), refletida pelo preço de energia no mercado de curto prazo (“Spot”).

7 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Não se pode perder de vista que a implantação simultânea de tarifas interruptíveis e de novo cardápio tarifário horo-sazonal, a um determinado conjunto de Clientes, tem efeitos que se superpõem e pode provocar o total preenchimento de vales ao longo do tempo. Por isso mesmo, há que se promover cuidadoso acompanhamento da evolução do consumo na(s) área(s) selecionada(s), de tal forma a retirar a oferta de tarifa interruptível quando o esgotamento das folgas se tornar evidente.

Note-se que as vertentes propostas são de fato viáveis de implantação simultânea, posto que os tempos de resposta do consumidor aos dois tipos de estímulo são muito distintos. De fato, a tarifa interruptível, por sua própria característica de temporária (depende da conjuntura do sistema e de preços favoráveis no “spot”) não irá requerer investimento para seu aproveitamento, enquanto que uma tarifa horo-sazonal pode impor investimento prévio antes de viabilizar a alteração da curva de consumo por parte do consumidor.

Não menos significativa é a consideração de que a obtenção de valores típicos para qualquer dessas modalidades tarifárias requer um estudo envolvente e fora do escopo do presente Projeto, impondo-se a atualização dos custos de rede da empresa e o cálculo consistente e realista dos custos marginais de rede e responsabilidades dos clientes-tipo, além de ser absolutamente imprescindível a realização de uma campanha de medidas específica, abrangente e atualizada, já que as tarifas horo-sazonais, por uma questão de isonomia, não pode ser oferecida a conjunto restrito de Clientes, mas a todo um universo.

Nesse sentido, pode-se concluir que uma avaliação parcial do mercado e a proposição de um cardápio tarifário em base a uma visão muito restrita, pode levar a empresa a significativo prejuízo, se a clientela não abrangida pela campanha de medidas se comportar de forma muito distinta do segmento amostrado.

Por último, mas não menos importante, cumpre salientar a necessidade da CPFL investir no aperfeiçoamento da modelagem de apoio aos estudos tarifários, posto que o modelo de simulação em uso – TARDIST – ainda deixa a desejar tanto em termos amabilidade para com o usuário, quanto em termos de potencial de utilização, exibindo ainda limitações / insuficiências relevantes.

No entanto o referido estudo possibilitou a construção de uma metodologia que permite estimar custos de fornecimento de energia elétrica segundo diferentes períodos (postos horosazonais) para diferentes regiões elétricas, desde que existam informações. Esses custos possibilitam a investigação de oportunidades de explorar de maneira economicamente eficiente para iniciativas de eficiência energética e mesmo de geração distribuída. Vale ressaltar que ao contrário de tarifas (que devem ser oferecidas para todos consumidores da mesma categoria) essas iniciativas podem ser localizadas especificamente em regiões geográficas mais interessantes para uma concessionária de energia.

8 – BIBLIOGRAFIA

1. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Metodologia do Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição**. Revisão das Tarifas Publicadas na Resolução ANEEL nº286, 1999.
2. BAJAY, S. Notas de Seminário: **Modelos de Regulação das Tarifas de Energia Elétrica e Gás**. UNICAMP, 2001.
3. BAJAY, S. V. **Proposta, à ANEEL, de uma Metodologia de Obtenção de Tarifas para o Fornecimento de Energia Elétrica, à Guisa de Reserva, para Autoprodutores, Relatório Técnico - Versão Final, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético - NIPE**, UNICAMP, outubro de 1999, 152 pags.
4. CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. **Tardist - Tarifação de Sistemas de Distribuição e Subtransmissão Baseada em Custos Marginais**. Manual do Software.
5. CVPS - Central Vermont Public Service – **Rates of Service**. Disponível em: <http://www.cvps.com/rates.shtml>. Acesso em dez. 2001.
6. DNAEE, **Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação**, Brasília, 1985.
7. EDF. BLEU,JAUNE,VERTLES **Prix de L'électricite 2000**. Disponível em: http://www.edf.fr/htm/en/et_vous/pmepmi/tarifs.htm. Acesso em: 19 de out. 2001.
8. ELECTRICITÉ DE FRANCE, **Tarification de l'Electricité en France: Principes et Construction des Barèmes, Service de la Tarification**, Paris, juin 1995.
9. ENGEL. **Noções sobre Sistemas Tarifários**. Disponível em: <http://www.grupo-zug.com.br/ENGEL/frameST1.htm>. Acesso em: 13 nov. 2001.
10. ERSEa. **Regulamento Tarifário**. Disponível em: <http://www.erse.pt/frontoffi-ce/index.html>. Acesso em: 22 de out. 2001.
11. ERSEb. **Manual de Procedimentos do Agente Comercial do SEP**. Disponível em: <http://www.erse.pt/frontoffice/index.html>. Acesso em: 01 de dez. 2001.
12. FPL – Florida Power & Light Company – **2001 Index of Rate Schedules**. Disponível em <http://www.fpl.com>. Acesso em: dez 2001.
13. GELLINGS, C. W., **Demand Forecasting For Electric Utilities**, The Fairmont Press/ Prentice-Hall, 1992.
14. JANNUZZI, G. M & SWISHER, J. N. P., **Planejamento Integrado de recursos Energéticos : Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis**. Editora Autores Associados, Campinas, SP, 1997.
15. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, **Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, Força Tarefa Encargos de Distribuição**, Brasília, 1998.
16. MONNIER, L., **La Tarification de l'Électricité en France: Origines, Bilan et Perspectives, Economica**, Paris, 1983.

17. MUNASINGHE, M. & WARFORD, J. J., **Electricity Pricing: Theory and Case Studies**, The John Hopkins University Press, 1982.
18. PG&E - Pacific Gas and Electric Company - **Tariff Book 2001**. Disponível em: http://www.pge.com/customer_services/business/tariffs. Acesso em dez. 2001.
19. RAMOS, D.S., **Novo Ambiente Regulatório Brasileiro – Regras de Mercado e Condicionantes para Geradores Termelétricos**, Notas de Aula de PEA 5771 “Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro”, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Fevereiro de 2002.
20. RAMOS D.S., FADIGAS, E.A.A., LIMA, W.S., **"Financial Risks for Project Finance in Natural Gas Thermal Generation in Brazil"**. 18th World Energy Congress, 21 a 25 de Oct/2001, Buenos Aires, Argentina.
21. RAMOS D.S., FADIGAS, E.A.A., LIMA, W.S., **"Riscos de Mercado e Viabilização de Projetos Termelétricos no Mercado Brasileiro"**. Latim Power & Gas Congress, 28 a 30 de agosto de 2001. Rio de Janeiro, RJ.
22. RAMOS D.S., FADIGAS, E.A.A., LIMA, W.S., **"Site Selection and Economics Issues Influencing Thermal Power Plant Projects Under The New Brazilian Regulatory Framework"**. IEEE PowerCon 2000, 4-7 December, Perth, Australia.
23. RESENDE, M. R. B., **Análise e Proposta de Tarifas Especiais para Consumidores Irrigantes**, Relatório Técnico.
24. RESENDE, M. R. B., **Avaliação de Custos/Tarifas dos Grandes Clientes da COELBA**, Relatório Técnico.
25. RESENDE, M. R. B., RAMOS, D.S., **Propostas de Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para a CERJ, COELCE, COSERN, CELPE, BANDEIRANTE, CPFL e COELBA**, 7 relatórios técnicos.
26. RESENDE, M. R. B., **Viabilidade de Aplicação da Tarifa Horosazonal Amarela na Região de Vitória da Conquista**, Relatório Técnico.
27. RESENDE, M. R. B., **Viabilidade de Aplicação da Tarifa Horosazonal Amarela na Região de Guarulhos**, Relatório Técnico.
28. SMUD - Sacramento Municipal Utility District – **2001 SMUD Billing System (tariffs and rates)**. Disponível em: http://www.smud.com/info/rates_rules_reg/index.html. Acesso em dez. 2001.
25. WKP – West Kootenay Power - **Terms and Conditions and Rate Schedules**. Disponível em: <http://www.wkpower.com/projects/main.htm>

Anexos

1. MODELOS DE FORMULÁRIOS DE PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS

PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS

SETOR INDUSTRIAL

I - IDENTIFICAÇÃO

Nome do Entrevistado: _____

Endereço: _____

Município: _____

Telefone: _____

Código do Faturamento: _____

Código da Medição: _____

II – CARACTERIZAÇÃO

1. Atividade Econômica

Especificar o ramo: _____

2. Classe de tensão de fornecimento

BT : _____ MT : _____ AT : _____

3. Taxa de produção mensal (%)

jan fev mar abr mai jun

jul ago set out nov dez

III – INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA ELÉTRICA

1. Em qual período do dia a energia elétrica é mais essencial para esta atividade

De 0:00 a 6:00 de 6:01 a 12:00 de 12:01 a 18:00 de 18:01 a 24:00

2. Nesta unidade consumidora costuma se adotar alguma medida para economia de energia

sim

não

especificar: _____

3. Se for oferecido um desconto na conta de luz, o Sr(a) concordaria em reduzir o consumo das 17:30 às 20:30h, desligando alguns equipamentos

sim não

especificar: _____

4. Possui algum equipamento alternativo para a energia elétrica

sim não

especificar, informando a potência: _____

5. Possui autogeração ou co-geração de energia

sim alternativo paralelo

não

especificar, informando a capacidade e regime de funcionamento

emergência ponta
outros _____

6. Participação da energia elétrica no custo total da empresa

até 5% entre 5% e 10% entre 10% e 20% entre 20% e 30%

entre 30% e 40% entre 40% e 50% entre 50% e 70% mais de 70%

IV – INFORMAÇÕES SOBRE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

1. Quais e quantos dos seguintes equipamentos elétricos o Sr(a) possui

a) cocção e auxiliar de alimentos

batedeira filtro ozonio liquidificador cafeteira forno/fogão elétrico

espremedor frutas centrífuga microondas torradeira multiprocessador

fritadeira/panela grill outros (especificar) _____

b) limpeza e serviços auxiliares

aspirador pó máq. costura enceradeira bomba d'água filtro piscina

ferro elétrico máq.lavar louça máq.lavar roupa secadora roupa

outros (especificar) _____

c) refrigeração e climatização

geladeira 1 porta geladeira duplex freezer ar condicionado circulador/vent

aquecedor ambiente outros (especificar) _____

d) aquecimento de água

aquecedor boiler aquecedor KDT chuveiro outros (especificar) _____

e) lazer

apar. som vídeo cassete videogame TV

outros (especificar) _____

f) administrativos

microcomputador impressoras fax xerox

outros (especificar) _____

2. O Sr.(a) pretende comprar algum equipamento nos próximos 6 meses?

Quais: _____

2. Especificar a quantidade de cômodos e lâmpadas existentes, conforme quadro abaixo:

HORÁRIO	USO SÁBADOS E DOMINGOS													
	F E R R O	LA VA LOU ÇA	LA VA ROU PA	MI CRO ON DAS	AR CO NDI CIO NA DO	VENT. e/ou CIR CU LA DOR	TE LE VI SOR	MAQ. COS TU RA	SEC. CA BE LO	BOM BA D'A GUA	AS PI RA DOR			
00:00 - 06:00														
06:01 - 07:00														
07:01 - 08:00														
08:01 - 09:00														
09:01 - 10:00														
10:01 - 11:00														
11:01 - 12:00														
12:01 - 13:00														
13:01 - 14:00														
14:01 - 15:00														
15:01 - 16:00														
16:01 - 17:00														
17:01 - 18:00														
18:01 - 19:00														
19:01 - 20:00														
20:01 - 21:00														
21:01 - 22:00														
22:01 - 23:00														
23:01 - 24:00														

5. Especificar motores/máquinas/caldeiras existentes, potência e os horários de funcionamento, por dia da semana

SEGUNDA A SEXTA FEIRA														
	POTENCIA	QTDE	HORÁRIOS DE FUNCIONAMENTO											
			0:00	6:01	8:01	10:01	12:01	14:01	16:01	17:01	18:01	20:01	21:01	22:01
			6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	17:00	18:00	20:00	21:00	22:00	0:00:00
BOMBAS														
MOTORES														
CALDEIRAS														
FORNOS														

SÁBADOS E DOMINGOS														
	POTENCIA	QTDE	HORÁRIOS DE FUNCIONAMENTO											
			0:00	6:01	8:01	10:01	12:01	14:01	16:01	17:01	18:01	20:01	21:01	22:01
			6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	17:00	18:00	20:00	21:00	22:00	0:00:00
BOMBAS														
MOTORES														
CALDEIRAS														
FORNOS														

V – PERFIL

1. Quantas pessoas trabalham no local: _____

2. Grau de instrução de todos que trabalham na empresa

analfabeto n° _____

1° grau n° _____ completo n° _____ incompleto n° _____

2° grau n° _____ completo n° _____ incompleto n° _____

superior n° _____ completo n° _____ incompleto n° _____

3. Grau de instrução do proprietário

analfabeto 1° grau completo incompleto 2° grau completo incompleto superior Completo incompleto

4. Faixa de renda mensal do estabelecimento

Micro-empresa Pequeno porte médio porte grande porte

Empresa Pequeno porte médio porte grande porte

DATA DA ENTREVISTA

ENTREVISTADO

____ / ____ / ____

ENTREVISTADOR: _____

PESQUISA DE POSSE HÁBITOS

SETOR COMERCIAL

I - IDENTIFICAÇÃO

Nome do Entrevistado: _____

Endereço: _____

Município: _____

Telefone: _____

Código do Faturamento: _____

Código da Medição: _____

II – CARACTERIZAÇÃO

3. Atividade Econômica

Especificar o ramo _____

2. Classe de tensão de fornecimento

BT : _____ MT : _____ AT : _____

3. Taxa de comercialização (%)

jan fev mar abr mai jun

jul ago set out nov dez

III – INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA ELÉTRICA

1. Em qual período do dia a energia elétrica é mais essencial para esta atividade

De 0:00 a 6:00 de 6:01 a 12:00 de 12:01 a 18:00 de 18:01 a 24:00

2. Nesta unidade consumidora costuma se adotar alguma medida para economia de energia

sim

não

especificar _____

3. Se for oferecido um desconto na conta de luz, o Sr(a) concordaria em reduzir o consumo das 17:30 às 20:30h, desligando alguns equipamentos

sim não

especificar: _____

4. Possui algum equipamento alternativo para a energia elétrica

sim não

especificar: _____

5. Possui autogeração ou co-geração de energia

sim alternativo paralelo

não

especificar, informando a capacidade e regime de funcionamento

emergência ponta outros

especificar: _____

6. Participação da energia elétrica no custo total da empresa

até 5% entre 5% e 10% entre 10% e 20% entre 20% e 30%

entre 30% e 40% entre 40% e 50% entre 50% e 70% mais de 70%

IV – INFORMAÇÕES SOBRE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

1. Quais e quantos dos seguintes equipamentos elétricos o Sr(a) possui

a) cocção e auxiliar de alimentos

batedeira filtro ozonio liquidificador cafeteira forno/fogão elétrico

espremedor frutas centrífuga microondas torradeira multiprocessador

fritadeira/panela grill outros (especificar) _____

b) limpeza e serviços auxiliares

aspirador pó máq. costura enceradeira bomba d'água filtro piscina

ferro elétrico máq.lavar louça máq.lavar roupa secadora roupa

outros (especificar) _____

c) refrigeração e climatização

geladeira 1 porta geladeira duplex freezer ar condicionado circulador/vent

aquecedor ambiente outros (especificar) _____

d) aquecimento de água

aquecedor boiler aquecedor KDT chuveiro outros (especificar) _____

e) lazer

apar. som vídeo cassete videogame TV

outros (especificar) _____

f) administrativos

microcomputador impressoras fax xerox

outros (especificar) _____

2. O Sr.(a) pretende comprar algum equipamento nos próximos 6 meses?

Quais: _____

4. Especificar a quantidade de cômodos e lâmpadas existentes, conforme quadro abaixo:

4. Especificar os horários, por dia da semana, os seguintes equipamentos eletrodomésticos são usados:

HORÁRIO	USO DE SEGUNDA A SEXTA																		
	F E R R O	LA VA LOU ÇA	LA VA ROU PA	MI CRO ON DAS	AR CO NDI CIO NA DO	VENT. e/ou CIR CU LA DOR	TE LE VI SOR	MAQ. COS TU RA	SEC. CA BE LO	BOM BA D'A GUA	AS PI RA DOR								
00:00 - 06:00																			
06:01 - 07:00																			
07:01 - 08:00																			
08:01 - 09:00																			
09:01 - 10:00																			
10:01 - 11:00																			
11:01 - 12:00																			
12:01 - 13:00																			
13:01 - 14:00																			
14:01 - 15:00																			
15:01 - 16:00																			
16:01 - 17:00																			
17:01 - 18:00																			
18:01 - 19:00																			
19:01 - 20:00																			
20:01 - 21:00																			
21:01 - 22:00																			
22:01 - 23:00																			
23:01 - 24:00																			

Desenvolvimento de Novas Tarifas Horosazonais e Tarifas Especiais para Fornecimentos Interruptíveis

HORÁRIO	USO SÁBADOS E DOMINGOS																	
	F E R R O	LA VA LOU ÇA	LA VA ROU PA	MI CRO ON DAS	AR CO NDI CIO NA DO	VENT. e/ou CIR CU LA DOR	TE LE VI SOR	MAQ. COS TU RA	SEC. CA BE LO	BOM BA D'A GUA	AS PI RA DOR							
00:00 - 06:00																		
06:01 - 07:00																		
07:01 - 08:00																		
08:01 - 09:00																		
09:01 - 10:00																		
10:01 - 11:00																		
11:01 - 12:00																		
12:01 - 13:00																		
13:01 - 14:00																		
14:01 - 15:00																		
15:01 - 16:00																		
16:01 - 17:00																		
17:01 - 18:00																		
18:01 - 19:00																		
19:01 - 20:00																		
20:01 - 21:00																		
21:01 - 22:00																		
22:01 - 23:00																		
23:01 - 24:00																		

5. Especificar motores/máquinas/caldeiras existentes, potência e os horários de funcionamento, por dia da semana

SEGUNDA A SEXTA FEIRA														
	POTENCIA	QTDE	HORÁRIOS DE FUNCIONAMENTO											
			0:00	6:01	8:01	10:01	12:01	14:01	16:01	17:01	18:01	20:01	21:01	22:01
			6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	17:00	18:00	20:00	21:00	22:00	0:00:00
BOMBAS														
MOTORES														
CALDEIRAS														
FORNOS														

SÁBADOS E DOMINGOS														
	POTENCIA	QTDE	HORÁRIOS DE FUNCIONAMENTO											
			0:00	6:01	8:01	10:01	12:01	14:01	16:01	17:01	18:01	20:01	21:01	22:01
			6:00	8:00	10:00	12:00	14:00	16:00	17:00	18:00	20:00	21:00	22:00	0:00:00
BOMBAS														
MOTORES														
CALDEIRAS														
FORNOS														

V – PERFIL

5. Quantas pessoas trabalham no local: _____

6. Grau de instrução de todos que trabalham na empresa

analfabeto n° _____

1º grau n° _____ completo n° _____ incompleto n° _____

2º grau n° _____ completo n° _____ incompleto n° _____

superior n° _____ completo n° _____ incompleto n° _____

7. Grau de instrução do proprietário

analfabeto 1º grau completo incompleto 2º grau completo incompleto superior Completo incompleto

8. Faixa de renda mensal do estabelecimento

Micro-empresa Pequeno porte médio porte grande porte

Empresa Pequeno porte médio porte grande porte

DATA DA ENTREVISTA

ENTREVISTADO

____ / ____ / ____

ENTREVISTADOR: _____

PESQUISA DE POSSE E HÁBITOS

SETOR RESIDENCIAL

I - IDENTIFICAÇÃO

Nome do Entrevistado: _____

Endereço: _____

Município: _____

Telefone: _____

Código do Faturamento: _____

Código da Medição: _____

II – CARACTERIZAÇÃO

5. Tipo de Construção

Casa Apartamento Barraco

6. Área Construída

Até 50m de 51 a 150m de 151 a 300m de 301 a 500m acima 500m

III – INFORMAÇÕES SOBRE ENERGIA ELÉTRICA

1. Em qual período do dia a energia elétrica é mais essencial para o Sr.(a)

De 0:00 a 6:00 de 6:01 a 12:00 de 12:01 a 18:00 de 18:01 a 24:00

2. Nesta residência costuma se adotar alguma das seguintes medidas para economia de energia

- desligar lâmpadas acesas sem necessidade
- desligar TV quando ninguém está assistindo
- acumula roupa para passar ferro
- não guarda alimentos quentes na geladeira/freezer
- abre a geladeira/freezer o mínimo necessário
- substitui a borracha de vedação da geladeira/freezer quando necessário
- usa a máquina de lavar roupas e louças com capacidade máxima
- desliga o ar condicionado e/ou ventilador quando se ausenta do ambiente

3. Se for oferecido um desconto na conta de luz, o Sr(a) concordaria em reduzir o consumo das 17:30 às 20:30h, desligando os seguintes equipamentos

chuveiro ferro ar condicionado ventilador maq. Lavar louça/roupa
microondas TV som outros (especificar) : _____

IV – INFORMAÇÕES SOBRE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

1. Quais e quantos dos seguintes equipamentos elétricos o Sr(a) possui

a) Auxiliar de alimentos

batedeira filtro ozonio liquidificador cafeteira forno/fogão elétrico
espremedor frutas centrífuga microondas torradeira multiprocessador
fritadeira/panela grill outros (especificar) _____

b) limpeza e serviços auxiliares

aspirador pó máq. costura enceradeira bomba d'água filtro piscina

ferro elétrico máq.lavar louça máq.lavar roupa secadora roupa

outros (especificar) _____

c) refrigeração e climatização

geladeira 1 porta geladeira duplex freezer ar condicionado circulador/vent

aquecedor ambiente outros (especificar) _____

d) aquecimento de água

aquecedor boiler aquecedor KDT chuveiro outros (especificar) _____

e) lazer

apar. som vídeo cassete videogame TV

outros (especificar) _____

f) uso pessoal

barbeador secador cabelo depiladorr sec. eletrônica

maq. escrever outros (especificar) : _____

2. O Sr.(a) pretende comprar algum equipamento nos próximos 6 meses?

Quais: _____

3. Especificar a quantidade de cômodos e lâmpadas existentes, conforme quadro abaixo:

DEPENDÊNCIAS		LÂMPADAS						HORÁRIOS E QTDE. DE LÂMPADAS ACESAS									
TIPO	QTDE	INCANDESCENTE			FLUORESCENTE			de 0	de 6	de 8	de 17	de 18	de 19	de 20	de 21	de 22	
		40W	60W	100W	20W	40W	PL9W	às 6	às 8	às 17	às 18	às 19	às 20	às 21	às 22	às 24	
SALA																	
COPA																	
COZINHA																	
ÁREA SERVIÇO																	
VARANDA																	
QUARTO																	
CLOSED																	
BANHEIRO																	
LAVABO																	
CORREDOR																	
CIRCULAÇÃO																	
GARAGEM																	
JARDIM																	

4. O chuveiro elétrico, está ligado nas seguintes posições

sempre verão sempre inverno varia conf. estação desliga no verão

outros (especificar) : _____

5. Qual o tempo médio de duração de um banho

até 4min de 5 a 8min mais de 8min não sabe

6. Qual a potência dos chuveiros: _____

7. Informar os horários e quantidades de chuveiros ligados, e quantos são ligados simultaneamente, conforme tabela a seguir:

HORARI	SERG. A		SAB. E	
	QTD	SIMUL	QTD	SIMUL
00:00 - 06:00				
06:01 - 07:00				
07:01 - 08:00				
08:01 - 09:00				
09:01 - 10:00				
10:01 - 11:00				
11:01 - 12:00				
12:01 - 13:00				
13:01 - 14:00				
14:01 - 15:00				
15:01 - 16:00				
16:01 - 17:00				
17:01 - 18:00				
18:01 - 19:00				
19:01 - 20:00				
20:01 - 21:00				
21:01 - 22:00				
22:01 - 23:00				
23:01 - 24:00				

8. Especificar os horários, por dia da semana, os seguintes equipamentos eletrodomésticos são usados:

HORÁRIO	USO DE SEGUNDA A SEXTA																		
	F E R R O	LA VA LOU ÇA	LA VA ROU PA	MI CRO ON DAS	AR CO NDI CIO NA DO	VENT. e/ou CIR CU LA DOR	TE LE VI SOR	MAQ. COS TU RA	SEC. CA BE LO	BOM BA D'A GUA									
00:00 - 06:00																			
06:01 - 07:00																			
07:01 - 08:00																			
08:01 - 09:00																			
09:01 - 10:00																			
10:01 - 11:00																			
11:01 - 12:00																			
12:01 - 13:00																			
13:01 - 14:00																			
14:01 - 15:00																			
15:01 - 16:00																			
16:01 - 17:00																			
17:01 - 18:00																			
18:01 - 19:00																			
19:01 - 20:00																			
20:01 - 21:00																			
21:01 - 22:00																			
22:01 - 23:00																			
23:01 - 24:00																			

HORÁRIO	USO SÁBADOS E DOMINGOS																		
	F E R R O	LA VA LOU ÇA	LA VA ROU PA	MI CRO ON DAS	AR CO NDI CIO NA DO	VENT. e/ou CIR CU LA DOR	TE LE VI SOR	MAQ. COS TU RA	SEC. CA BE LO	BOM BA D'A GUA									
00:00 - 06:00																			
06:01 - 07:00																			
07:01 - 08:00																			
08:01 - 09:00																			
09:01 - 10:00																			
10:01 - 11:00																			
11:01 - 12:00																			
12:01 - 13:00																			
13:01 - 14:00																			
14:01 - 15:00																			
15:01 - 16:00																			
16:01 - 17:00																			
17:01 - 18:00																			
18:01 - 19:00																			
19:01 - 20:00																			
20:01 - 21:00																			
21:01 - 22:00																			
22:01 - 23:00																			
23:01 - 24:00																			

V – PERFIL

9. Quantas pessoas moram na residência: _____

10. Existe empregado(a) doméstico(a); quantos: _____

11. Tem automóvel, quantos: _____

4. Quantas pessoas moram no local _____

5. Grau de instrução dos moradores

analfabeto n° _____

1° grau n° _____ Completo n° _____ Incompleto n° _____

2° grau n° _____ Completo n° _____ Incompleto n° _____

superior n° _____ Completo n° _____ Incompleto n° _____

6. Faixa de renda

Até R\$150,00

de R\$151,00 a R\$300,00

de R\$301,00 a R\$500,00

de R\$501,00 a R\$1000,00

de R\$1001,00 a R\$2000,00

de R\$2001,00 a R\$3000,00

mais de R\$3000,00

DATA DA ENTREVISTA

ENTREVISTADO

____ / ____ / ____

ENTREVISTADOR: _____

2. SUMÁRIO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE TARIFAS DIFERENCIADAS

2.1 CARACTERIZAÇÃO DA CARGA

É um conjunto de atividades objetivando a análise do comportamento das cargas dos consumidores e pontos do sistema, bem como a evolução das mesmas. Isso se torna importante uma vez que a demanda sendo variável ao longo do tempo, leva a uma maior ou menor concentração em determinados horários e períodos do ano.

A caracterização da carga é utilizada para o cálculo dos custos econômicos e tarifas, nas seguintes etapas:

- *cálculo dos custos marginais de fornecimento aos consumidores típicos - responsabilidade de cada consumidor típico no custo marginal de expansão dos diversos elementos que compõem o sistema elétrico,*
- *passagem dos custos marginais de fornecimento dos consumidores típicos às tarifas de referência.*

A caracterização da carga constitui-se das seguintes etapas:

- *obtenção de dados*
- *análise da carga*
- *previsão da demanda*

OBTENÇÃO DE DADOS

Constitui-se de uma série de atividades relativas à montagem de uma boa base de dados, uma vez que dela vai depender a correta sinalização dos preços (construção da estrutura tarifária).

A base de dados é composta de dados relativos a consumidores, subestações, linhas e transformações.

No que tange aos consumidores, as empresas têm um cadastro extremamente rico (faturamento) com informações relativas a consumo, demandas registradas e faturadas, atividades econômicas, classe de consumo, tarifa, data de início do fornecimento e características elétricas dos pontos de ligação. Os maiores consumidores têm, registrado em memória de massa dos registradores digitais, informações de potência ativa e reativa integralizadas a cada 5 minutos.

No mercado de ALTA TENSÃO, todos os consumidores são medidos com equipamentos eletrônicos que permitem levantar as curvas de potência ativa e reativa. Estes consumidores geralmente apresentam comportamento uniforme ao longo do ano, sendo, portanto, suficiente a coleta de dados, referentes a sua curva diária, de no mínimo 10 dias, porém o ideal seria a recuperação da memória de massa de todo um período de faturamento.

No mercado MÉDIA TENSÃO, com a implantação das tarifas AZUL e VERDE, quase todos os consumidores com demanda superior a 500kW possuem registradores digitais com memória de massa; define-se, em consequência do grande volume de dados, uma amostra representativa.

Nesse seguimento de mercado, os consumidores de menor porte podem apresentar variações sazonais, o que leva à necessidade de coleta de dados em vários períodos do ano. Devido ao grande volume de dados também trabalha-se com uma amostra.

Quanto aos consumidores BAIXA TENSÃO, devido ao seu grande número e diversidade de usos e hábitos, eles são divididos em dois grandes grupos:

- *comerciais, industriais, rurais, poderes e serviços públicos;*
- *residenciais*

No primeiro grupo estuda-se o comportamento de uma amostragem utilizando-se registradores digitais convencionais.

No segundo grupo, o problema torna-se mais complexo, dado à necessidade da decomposição da carga em usos finais.

A análise tipológica da curva de carga dos consumidores residenciais aponta a formação de determinados tipos associados a usos finais bem distintos.

A utilização de registradores digitais, acompanhado de pesquisas de usos e hábitos nos consumidores, é a solução mais adequada atualmente; e a periodicidade da coleta de dados será de no mínimo duas semanas; nos períodos do inverno e verão, devido à influencia da sazonalidade sobre esses consumidores.

A metodologia de cálculo dos custos marginais dos fornecimentos é baseada na tipologia das curvas de carga dos consumidores e subestações, tornando-se, por conseguinte, necessário o conhecimento do comportamento dos consumidores em todos os pontos do sistema:

PR - produção

EAT/EAT - interconexão

EAT/A1 - transmissão

EAT/AT e AT/AT - subtransmissão ou níveis A2, A3 e A3a, quando a função for transmitir energia

AT/MT - níveis A3a, quando a função for distribuir energia, e A4

MT/BT - distribuição em baixa tensão

Nos casos dos consumidores MT, que não têm registradores digitais com memória de massa, consumidores BT e transformações MT/BT, é necessária a realização de campanha de medidas que constitui-se de 5 etapas:

- definição do “universo” a ser estudado, recursos humanos e financeiros, entidades envolvidas, período de execução, etc.,
- definição dos equipamentos de medição a serem utilizados,
- definição da amostra representativa, o que é conseguido mediante estratificação do mercado e sistema elétrico (AT, BT, SE's AT/MT e MT/BT, consumidores...etc)

- elaboração de questionário para levantamento de informações complementares que influenciam o comportamento da carga: posse e uso de equipamentos, características sócio-econômicas, possibilidade de substituição de equipamentos, perdas de energia, processo produtivo, etc.
- análise dos dados das medições, questionários e histórico do faturamento, para cruzamento, correção e aprovação; após o que é iniciado o trabalho de “montagem de arquivos”.

Na definição da amostra deve-se ter em mente que ela deve ser representativa da população, e sua estratificação deve estar coerente com as necessidades dos estudos tarifários:

- **consumidores AT** - universo, devido ao pequeno número existente
- **consumidores MT** - amostra aleatória com estratificação por faixa de demanda
- **consumidores BT** - deve-se levar em conta dois aspectos importantes: tamanho e representatividade da amostra. A estratificação deve ser por classe, atividade econômica e faixa de consumo
- **subestações EAT/EAT, EAT/AT, e AT/AT** - universo, uma vez que esses dados são acompanhados pela operação das empresas
- **subestações AT/MT** - universo, ou definição de uma amostra dimensionada de acordo com métodos estatísticos, e probabilidade de erro admissível, e estratificada por faixa de potência instalada
- **transformadores MT/BT** - amostra estratificada por localização geográfica (urbana ou rural) e tipo (aéreo ou subterrâneo).

ANÁLISE DA CARGA

Produz informações que demonstram ou explicam o comportamento do sistema e/ou consumidores.

Como os custos marginais dos fornecimentos dependem do formato das curvas de carga dos clientes e sistema, faz-se necessário agrupá-las em formas típicas ou grupos homogêneos.

A EDF forneceu ao DNAEE dois softwares que permitem definir a tipologia dos consumidores. Esses softwares utilizam métodos estatísticos de agrupamentos de dados: classificação não-hierárquica - método das NUVENS DINÂMICAS e classificação hierárquica - método de WARD.

A classificação não-hierárquica agrupa “n” indivíduos em “k” classes de tal forma que os indivíduos de uma mesma classe sejam o mais semelhantes possível e que as classes sejam bem separadas. No método das NUVENS DINÂMICAS, define-se “k” núcleos com “q” indivíduos, obtendo-se uma partição, e agrupando-se os indivíduos em torno desses núcleos. Calcula-se novos núcleos até que a qualidade da partição não melhore mais.

Na classificação hierárquica, descreve-se os tipos de uma tipologia, e faz-se reagrupamentos sucessivos dos tipos, oriundos de uma tipologia, mais próximos, definindo-se TIPOS através de fusões sucessivas. Constrói-se uma série de partições em “n” classes, “n-1” classes, “n-2” classes..., encaixadas umas nas outras. No método de WARD, procura-se passar de uma partição em “k+1” classes para uma partição em “k” classes agrupando duas classes numa

só de forma que a perda de inércia interclasses seja a menor possível, ou seja, reunindo as duas classes mais próximas.

A CPFL faz uso de um modelo desenvolvido pelo CEPEL que considera apenas o método hierárquico.

Alem de definir as curvas de carga típicas, a caracterização da demanda implica na extrapolação dos dados da amostra para o universo e no cálculo dos fatores ALFA, BETA, Ph, Ps, Pd, fatores de carga e potência, mercados nos postos tarifários e outros.

Dados necessários ao cálculo dos custos marginais dos fornecimentos:

- determinação do consumo faturado por posto tarifário e período do ano;
- determinação das demandas agregadas por posto tarifário (demanda faturável);
- fator ALFA - probabilidade da ocorrência de subestação de um determinado tipo no nível de tensão considerado;
- fator BETA - probabilidade que o consumidor seja de um determinado tipo em uma subestação-tipo;
- fator Ph - define a maneira como a curva de cada consumidor-tipo influi na ponta de cada subestação-tipo. Representa a diversidade da ponta do consumidor-tipo em relação a ponta da subestação-tipo, por posto tarifário;
- fatores Ps e Pd - ponderações do sábado e domingo;
- fatores de carga nos postos tarifários.

PROJEÇÃO DE DEMANDA

Deve prever a curva de carga do sistema elétrico e comportamento futuro do mercado mediante uma nova sinalização de preços, visando avaliar o impacto na receita e custos de novas proposições tarifárias.

2.2 – CUSTOS MARGINAIS DA EXPANSÃO DO SISTEMA

Cada usuário do sistema elétrico deve ser responsável pelas conseqüências econômicas dos seus atos – é nisto que se embasa a filosofia do custo marginal como referência tarifária.

O sistema elétrico, ao longo da cadeia GERAÇÃO-TRANSMISSÃO-DISTRIBUIÇÃO, responde de forma bastante diversificada à solicitação de uma unidade marginal de demanda.

SUBTRANSMISSÃO

Devido à dificuldade de obtenção de um Plano de Expansão confiável, com horizonte suficientemente longo que estabilize o valor do Custo Incremental Médio de Longo Prazo em algumas empresas, desenvolveu-se, para este seguimento do sistema, um método estatístico para o cálculo do Custo Marginal. Fazendo-se uma regressão linear, utilizando-se o método dos mínimos quadrados, sobre o histórico de obras, considerando-se as quantidades físicas dos agregados, para evitar a influencia de parâmetros econômico-financeiros.

A curva adotada é a seguinte:

$$Y = k \cdot X^\alpha$$

Sendo:

Y = quantidade física de obras

k = coeficiente angular dimensional

X = capacidade instalada

α = coeficiente de rendimento de escala

Estabelecida a curva representativa de cada agregado físico, mediante derivada, calcula-se a variação do agregado em função da variação da capacidade instalada, em um determinado ano. O produto da variação de cada agregado físico por seu custo unitário é o “custo médio de expansão” deste agregado.

Para se calcular o Custo Marginal de Expansão de cada agregado físico, basta que se multiplique o “custo médio de expansão” do mesmo por uma taxa de antecipação que engloba despesas de capital, depreciação e M/O (manutenção/operação).

$$I - C_{mi} = C_{med} \cdot (txREM + DEP + M/O)$$

$$II - C_{med} = \frac{\alpha(Y_i/X_i)}{i}$$

Os agregados físicos considerados são:

- Células de linhas no nível considerado
- Células de transformação para o nível considerado
- Km de linhas de transmissão, no nível considerado
- Capacidade instalada das SE's

É importante salientar que o ideal é a Empresa ter um Plano de Expansão que reflita a realidade dos seus investimentos futuros, que na grande maioria dos casos não corresponde à função investimentos/demanda do passado.

Calcula-se os custos marginais desse seguimento do sistema elétrico adotando-se a metodologia do Custo Incremental Médio de Longo Prazo através da utilização da seguinte fórmula:

$$CE = \frac{\sum_{j=1}^{10} \frac{\Delta I_j}{(1+a)^j}}{\sum_{j=1}^{10} \frac{\Delta P_j}{(1+a)^j}}$$

Sendo :

I – investimentos em linhas, no nível de tensão considerado, e transformações para este nível no ano “j”

P – acréscimo de demanda no ano “j”

a – taxa de atualização

j – cada ano do horizonte de planejamento

Para o cálculo do Custo Marginal de Expansão, deve-se achar o custo de antecipação dos investimentos, que engloba as despesas de capital, depreciação e O/M. Isto é feito multiplicando-se cada investimento (*I_j*) por uma taxa de antecipação que é o somatório das taxas correspondentes a cada uma das citadas despesas, ou seja:

$$\text{TAXA DE ANTECIPAÇÃO} = (\text{tx.rem.} + \text{tx de dep.} + \text{tx M/O})$$

DISTRIBUIÇÃO

A dificuldade encontrada na subtransmissão de se obter um Plano de Expansão confiável, com horizonte suficientemente longo que estabilize o valor do CIMLP, se torna ainda mais grave na distribuição, onde a realização de investimentos em função do crescimento do consumo ocorre de forma mais discreta, e a decisão de “investir hoje” se materializa no máximo em 1 ano.

Mediante o exposto, lança-se mão de recursos estatísticos para o cálculo dos Custos Marginais deste seguimento do sistema, metodologia conhecida como “Método das Séries Temporais”.

Analogamente à subtransmissão, faz-se uma regressão linear utilizando-se o processo dos mínimos quadrados sobre o histórico das obras, considerando-se quantidades físicas dos agregados.

A curva adotada é a mesma:

$$Y = k \cdot X^\alpha$$

Modificam-se apenas as variáveis explicadas e explicativas consideradas, que passam a ser as seguintes:

X = consumo

Y = agregado físico de obras

MT –

extensão de linhas MT

Nº de postos de transformação AT/MT

Capacidade instalada AT/MT

BT –

extensão de linha BT

Nº de postos de transformação MT/BT

Capacidade instalada MT/BT

Definidas as curvas representativas dos agregados físicos, mediante derivada, é possível calcular os acréscimos marginais dos mesmos em um determinado ano. O produto dos acréscimos marginais dos diversos agregados físicos por seus respectivos custos de antecipação são os “*Custos Marginais de Expansão*” destes agregados.

O “*Custo de Antecipação*” por sua vez é o produto do custo unitário do investimento pela taxa de antecipação ($txREM + txDEP + txM / O$).

$$Y = k \cdot X^\alpha$$

$$\frac{\partial Y}{\partial X} = \alpha \cdot \frac{Y}{X}$$

Então:

$$CM = \alpha \cdot \frac{Y}{X} \cdot \left(REM + DEP + \frac{M}{O} \right)$$

Como estes resultados fornecem os custos marginais por unidade de consumo, e o que se deseja são os custos marginais por unidade de demanda, torna-se necessário adequá-los mediante multiplicação pela duração equivalente média da demanda de ponta do nível de tensão correspondente a cada agregado físico.

Essa duração equivalente média da demanda de ponta é calculada fazendo-se uso da *tipologia das curvas de carga das SE's AT/MT e transformadores MT/BT*.

Analogamente ao que foi dito em relação à subtransmissão, face à nova conjuntura da administração, para Empresas de caráter privado, e do próprio Setor Elétrico a premissa básica intrínseca da “LEI DE QUANTIDADE DE OBRAS”, de que o futuro se comporta como o passado se torna pouco provável, ou mesmo improvável, na quase totalidade das Empresas, em assim sendo, recomenda-se a adoção da metodologia do “CUSTO INCREMENTAL MÉDIO DE LONGO PRAZO”, também na distribuição.

A adoção desta metodologia, além de fornecer resultados mais realistas, permite elaborar estudos regionalizados, com a avaliação dos custos de subsistemas específicos, que é o caso do presente trabalho.

2.3 – CUSTOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO

O Custo Marginal dos Fornecimentos ou Custo Marginal do Cliente é, por definição, o resultado de sua responsabilidade: nos custos marginais de expansão de capacidade dos diversos elementos que compõem o sistema elétrico situados à montante de seu ponto de conexão, e nos custos de energia devido à produção e redes de interconexão.

Por definição, Custo Marginal de Expansão da Capacidade é o custo imputado à coletividade para se atender a 1kW a mais de demanda, solicitado na hora da ponta do sistema elétrico.

Analisando-se as tipologias das curvas de carga dos diversos consumidores, pode-se observar que alguns consumidores retiram carga na hora da ponta do sistema elétrico, enquanto outros consumidores aumentam a carga neste horário. Esses dois extremos levam a concluir que o grau de responsabilidade desses dois tipos de consumidores no custo do “kW” acrescido na hora da ponta do sistema elétrico (custo marginal de expansão da capacidade do sistema), é diferente.

Por outro lado, uma unidade adicional de carga solicitada por um consumidor ligado na Baixa Tensão tem que percorrer toda a cadeia do sistema desde a produção até a distribuição em baixa tensão, influenciando por conseguinte nos Custos Marginais de Expansão da Capacidade de todos os níveis do sistema; enquanto que uma unidade de carga adicional solicitada por um consumidor ligado no nível de 138kV (A2), só irá percorrer uma parte da cadeia do sistema (produção, interconexão e transmissão até o nível de 138kV), influenciando por conseguinte apenas nos “Custos Marginais de Expansão da Capacidade”_destes níveis do sistema .

Após essa análise, torna-se mais fácil compreender a definição de “Custos Marginais dos Fornecimentos”, e por conseguinte o processo de cálculo.

Conforme já foi dito, o Custo Marginal de Fornecimento possui duas componentes: “*custo marginal de capacidade*” e “*custo marginal de energia*”.

CUSTO MARGINAL DE CAPACIDADE DOS FORNECIMENTOS

Conhecendo-se os custos de desenvolvimento da capacidade do sistema elétrico em cada nível de tensão à montante do ponto de conexão de um dado cliente, torna-se necessário conhecer a sua responsabilidade nestes custos. Para isso lança-se mão de um modelo probabilístico que toma como base de dados:

- a) as curvas de carga típicas dos elementos do sistema, que caracterizam o que vamos denominar redes tipo;
- e
- b) as curvas de carga típicas dos consumidores que caracterizam o que vamos chamar de clientes tipo.

Considerando-se que pequenas diferenças entre as demandas horárias e a demanda máxima não são significativas para este estudo, cada rede tipo terá um conjunto (T) de horários prováveis de demanda máxima das redes tipo de cada nível.

Existe uma participação de cada cliente tipo na energia que transita em cada rede tipo de um dado nível de tensão, ou seja, a energia total de cada subsistema (rede tipo) é o somatório das energias de todos os clientes tipo a ele ligados. A relação entre as energias de cada cliente tipo e da rede tipo, pode ser interpretada como a probabilidade de um determinado cliente tipo se associar a uma determinada rede tipo com ponta em um conjunto de horários "h"(β).

Analogamente, existe uma participação de cada rede tipo de um determinado nível de tensão, com demanda máxima no conjunto de horários "h", na energia que transita no nível; ou seja a energia total do nível é o somatório das energias de todos os subsistemas que compõem o nível. Por conseguinte a relação entre as energias de cada rede tipo e total do nível pode ser interpretada como a probabilidade de uma determinada rede tipo ter ponta em um conjunto de horários "h"(α).

A participação da energia do cliente tipo na energia da rede tipo associada à participação da energia da rede tipo, com demanda máxima no conjunto de horários "h", na energia do nível de tensão ao qual está associada, pode ser interpretada como a probabilidade do cliente tipo se associar a uma rede cuja ponta ocorre em um determinado horário "t" pertencente ao conjunto "h" (probabilidade condicionada- π).

$$\pi(t) = \frac{\sum \beta(t) \cdot \alpha(t)}{\sum \beta(h) \cdot \alpha(h)}$$

$$t \in h \quad e \quad h \in T$$

Um cliente marginal qualquer, porém, pode se associar a qualquer rede tipo de um dado nível de tensão; por conseguinte a demanda marginal deste nível dependerá da demanda deste cliente no horário de ponta da rede tipo à qual ele se associar. Esse fator de dependência corresponde à diversidade da ponta do cliente tipo em relação à ponta da rede tipo (P_h).

Como essa associação se dá de forma aleatória, o valor esperado da demanda de um dado cliente tipo, que vem a ser a sua responsabilidade no Custo Marginal de Expansão da Capacidade do nível (P_u) em um determinado posto tarifário "u", é dado pela soma das demandas dos referidos clientes tipo, nos horários de ocorrência de ponta nas redes tipo às quais está associado, horários estes pertencentes ao posto tarifário considerado, ponderadas pelas respectivas probabilidades de associação. Essa soma deverá ser acrescida das perdas acumuladas desde o ponto de conexão do cliente tipo ao sistema até o nível considerado.

$$P_U = (1 + F_{PU}) \cdot \sum \pi(h) \cdot P_h$$

$h \in u$

Consequentemente, o Custo Marginal de Capacidade de um determinado cliente tipo, em um determinado nível de tensão, no posto tarifário “u” (CMFPU), é o produto dessa responsabilidade pelo Custo Marginal de Expansão do nível (δ).

$$CMFPU = \delta \cdot P_U$$

O Custo Marginal de Capacidade Total do cliente tipo é a soma dos seus Custos Marginais de Capacidade em todos os níveis de tensão à montante de seu ponto de conexão.

CUSTO MARGINAL DE ENERGIA DOS FORNECIMENTOS

O Custo Marginal de Energia do Sistema Elétrico é o total dos custos incorridos para gerar uma unidade adicional de energia e transportá-la até o sistema de transmissão. Por conseguinte, o Custo Marginal de Energia (CMFE_U) de um determinado cliente tipo é a sua responsabilidade nos Custos Marginais de Geração e Transporte de Energia Marginal (CME_g e CME_t) até a conexão com o sistema de transmissão. Essa responsabilidade é função das perdas, energia consumida (E_u) pelo “cliente tipo” e sua demanda máxima (P_u) no posto tarifário.

$$CMFE_U = \frac{[(1 + FP_U) \cdot (CME_g + CME_t) \cdot EU]}{P_U}$$

CUSTO MARGINAL TOTAL DOS FORNECIMENTOS

É a soma dos Custos Marginais Totais de Fornecimento de Capacidade e Energia ao respectivo “cliente tipo”.

2.4- TARIFAS DE REFERÊNCIA

As tarifas de referência devem ser funções lineares das demandas máximas dos clientes e seus respectivos consumos, refletindo da melhor forma possível os custos marginais dos fornecimentos.

Calculados os custos marginais por posto tarifário dos clientes tipo, é possível traçar-se um gráfico destes custos em função das horas médias de utilização das demandas máximas destes clientes no respectivo posto tarifário.

Como as tarifas devem ser funções lineares, plotados os pontos “custos” x ”horas de utilização” dos diversos clientes tipo, aproxima-se a função custo de segmentos de retas dentro de intervalos adequados de duração de utilização da demanda máxima.

O que ocorre nessa linearização, é uma transferência de parcela do custo de capacidade para o preço da energia de forma que o custo total permaneça o mesmo.

Mediante o exposto, conclui-se que o problema da construção das tarifas se resume à repartição dos custos dos fornecimentos em preços de energia e demanda.

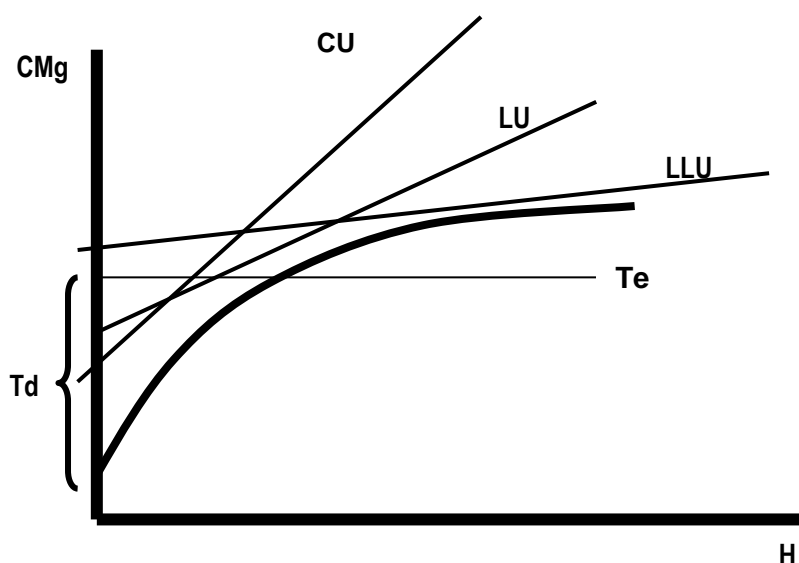
Na definição da estrutura horo-sazonal, devem ser levados em consideração alguns princípios:

- Custos marginais da produção;
- Representatividade nos períodos escolhidos;
- Razoável número de períodos;
- Resposta dos consumidores;
- Rigidez na estrutura;

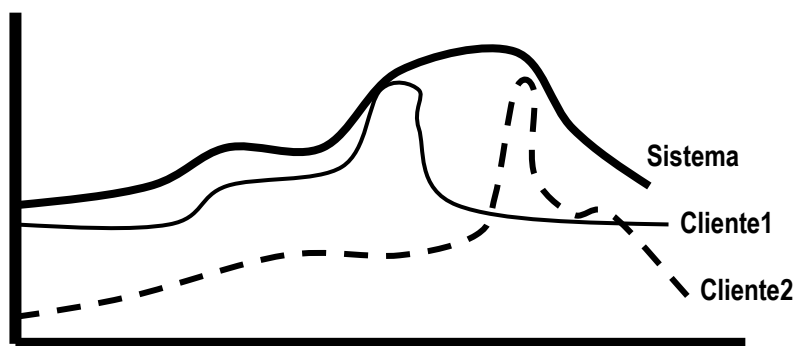
Não existem princípios gerais de passagem dos custos às tarifas, os fundamentos dos preços dependem da natureza do problema.

As características dos clientes tipo e dos custos determinarão inclusive a escolha do número e dos tipos das tarifas a serem estabelecidas para cada nível de tensão.

A função teórica “CMg” pode ser descrita como uma função exponencial do número de horas de utilização da demanda máxima. Levando-se em consideração a linearização da função, procura-se ajustar à curva, tangentes que representem as diversas formas de consumo e definir os tipos de tarifas.



Do gráfico acima conclui-se que um cliente tipo com poucas horas de utilização da demanda máxima(H) é responsável pelo desenvolvimento de um sistema para atendimento de uma capacidade inferior à que ele sub-escreveu. Esta afirmativa se torna lógica se levarmos em consideração o fator de diversidade (um cliente tipo com pouco tempo de utilização da demanda máxima não ocupa o sistema no período integral de ocorrência de ponta do sistema elétrico, por conseguinte divide sua responsabilidade na formação da ponta com outros clientes tipo que têm ponta em horário diferente).



Para o caso brasileiro estabelece-se três tipos de tarifas:

LLU – longuíssima utilização da ponta – tarifa AZUL – consumidores com horas de utilização anual da ponta acima de 6500.

LU – longa utilização da ponta – tarifa AZUL – consumidores com horas de utilização anual da ponta entre 5000 e 6500.

MU – média utilização da ponta – tarifa CONVENCIONAL – consumidores com horas de utilização anual da ponta entre 4400 e 5000.

CU – curta utilização da ponta – tarifa VERDE – consumidores com horas de utilização anual da ponta inferiores a 4400.

A escolha de uma ou outra tarifa para determinado cliente tipo dependerá de seu fator de carga no posto tarifário (elevado fator de carga implica na escolha da tarifa LLU, que aloca o custo de capacidade o mais próximo possível do preço da demanda). Um outro fator importante no processo decisório de escolha da tarifa é a regularidade do cliente utilizar a demanda máxima – consumidores com baixo fator de carga ou utilização irregular da demanda máxima não têm a sua demanda máxima como variável responsável pela construção da rede, neste caso recomenda-se a tarifa CU.

O princípio básico para a construção da tarifa CU é deslocar-se parte dos custos de capacidade para os preços de energia nos diferentes postos tarifários. Essa tarifa além de levar à cobrança de valores mais justos, apresenta a vantagem de estimular o consumidor a deslocar consumos do horário de ponta, devido à sinalização dos preços.

O rateio dos preços de energia nos períodos seco e úmido é feito guardando-se a mesma proporção dos custos marginais de expansão de energia na produção.

2.5- TARIFAS DE APLICAÇÃO

A abordagem moderna dos preços dos fornecimentos de energia elétrica preconiza a existência de vários objetivos:

- os recursos nacionais devem ser alocados eficientemente entre os diversos setores econômicos e dentro do setor elétrico, indicando aos consumidores os reais custos econômicos de sua decisão de usar ou não energia;
- alocação justa dos custos entre consumidores, de acordo com o ônus que eles impõem ao sistema;
- garantia de um grau razoável de estabilidade de preços;
- garantia de atendimento a um mínimo requisito a consumidores que não possam pagar o custo total do serviço
- produzir receita suficiente para atender os requisitos financeiros das concessionárias;
- simplicidade de operacionalização;
- outros fatores econômicos e políticos como subsídios para incentivar o crescimento de determinados setores da economia ou desenvolvimento regional.

Está óbvio que os critérios acima estão sempre em conflito e torna-se necessário aceitar trocas que possam evitar perdas no total.

A tarifação baseada nos custos marginais se apoia em 3 grandes princípios:

- NEUTRALIDADE – cada cliente paga o mais exatamente possível o custo que incorre ao sistema elétrico.
- EQUIDADE – todos os clientes com características semelhantes pagam o mesmo preço.
- EFICÁCIA – tarifa objetivando eficiência econômica.

As tarifas de referência procuram refletir com a maior precisão possível os custos dos fornecimentos. Estas tarifas são o instrumento básico para se definir as tarifas de aplicação, sendo que neste processo são envolvidas considerações que, direta ou indiretamente, vão exercer influência no nível e estrutura dos preços:

- interesse em incentivar a mudança de comportamento do consumidor
- restrições de ordem política, social e financeira
- problemas operacionais

No processo de construção das tarifas deve-se levar em conta restrições de ordem prática associadas a realidades do sistema elétrico, do país e principalmente políticas, financeira, sociais, operacionais e as distorções dos preços de outros energéticos:

RESTRICÇÕES POLÍTICAS – evitar fortes reações desfavoráveis dos consumidores.

RESTRICÇÕES SOCIAIS – buscar maior bem estar para a coletividade e considerações de equidade distributiva, incluindo ajustes sociais no projeto de tarifas, e, dado que deve-se defender a sinalização eficiente de recursos onde é possível, não tem sentido outorgar subsídios ou descontos a consumidores não residenciais.

RESTRICÇÕES FINANCEIRAS – a venda a custos marginais satisfaz os requisitos de equilíbrio financeiro em estado de funcionamento ótimo do parque, crescimento equilibrado e adequado política de autofinanciamento. A nova regulamentação econômica proposta baseia-se no controle dos preços ou da receita, ao invés do controle dos lucros como no passado, o que justifica-se por oferecer incentivos eficientes e possibilitar uma regulamentação mais branda.

RESTRICÇÕES OPERACIONAIS – ao se propor uma determinada estrutura tarifária deve-se levar em consideração a análise benefício-custo considerando medição, faturamento e transparência ao consumidor.