



**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO
ECONÔMICA**

**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO
DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL
Brasília, 06 de Dezembro de 2010**

ESTRUTURA TARIFÁRIA PARA O SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....

SINAL ECONÔMICO PARA A BAIXA TENSÃO

AUDIÊNCIA PÚBLICA

Agência Nacional de Energia Elétrica
Superintendência de Regulação Econômica
SGAN 603 / Módulo "J" – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8814
Fax: + 55 61 2192-8679

Índice

I.	DO OBJETIVO.....	3
II.	DOS FATOS	3
III.	DA ANÁLISE.....	4
III.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	4
III.2	ASPECTOS LEGAIS E REGULAMENTARES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NA BAIXA TENSÃO.....	8
III.3	AS EXPERIÊNCIAS DE APLICAÇÃO DA TARIFA HORÁRIA PARA A BAIXA TENSÃO.....	10
III.4	TARIFAS TIME OF USE – TOU: EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	11
III.4.1	OFGEM – Inglaterra	11
III.4.2	ENERGY Austrália	14
III.4.3	IBERDROLA Espanha	15
III.4.4	CONAFE - Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. - Chile	16
III.4.5	ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – Portugal.....	17
III.4.6	EDF - França.....	18
III.5	CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE CONSUMO DE BAIXA TENSÃO	20
III.5.1	Escopo de mercado	20
III.5.2	Análise pelo Lado do Consumidor: Hábitos de Consumo da Classe Residencial	21
III.5.3	Análise do lado do Fornecimento: Tipologias de Carga	24
III.5.3.1	Faixas de Consumo	25
III.5.3.2	Tipologia Residencial.....	26
III.5.3.3	Tipologia Rural	27
III.5.3.4	Tipologia da Iluminação Pública.....	27
III.5.3.5	Tipologia Industrial e Comercial da Baixa Tensão	28
III.5.3.6	Avaliação de Resposta de Mercado	29
III.6	CONTRIBUIÇÕES DA SOCIEDADE NA CONSULTA PÚBLICA – CP 011/2010	30
III.7	PROPOSIÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA.....	31
III.8	MUDANÇAS NO HÁBITO DE CONSUMO.....	33
III.8.1	Equipamentos inteligentes.....	33
III.8.2	Veículos elétricos	33
III.8.3	Aquecimento de água	34
III.8.4	Termoacumulação.....	35
III.8.5	Medição eletrônica	36
IV.	DO FUNDAMENTO LEGAL.....	38
V.	DA CONCLUSÃO.....	38
VI.	DA RECOMENDAÇÃO.....	39

Nota Técnica n.º 362/2010-SRE-SRD/ANEEL**Em 06 de dezembro de 2010.**

Processo n.º: 48500.004247/2009-37

Assunto: Proposta de Aprimoramento da Metodologia da Estrutura Tarifária Aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica - SINAL ECONÔMICO PARA A BAIXA TENSÃO.

I. DO OBJETIVO

Apresentar o resultado das análises e a proposta de metodologia a ser utilizada para definição das modalidades e postos tarifários para a baixa tensão utilizados na Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica, conforme proposto no Submódulo 7.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

II. DOS FATOS

2. A Nota Técnica n.º 360/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, expôs os principais fatos associados à Estrutura Tarifária atualmente aplicada, bem como a evolução do setor elétrico e seu impacto na organização das distribuidoras e no comportamento do consumidor. Foi discutido o surgimento da Estrutura Tarifária vigente, suas motivações, as necessidades de melhorias e as ações da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, ao longo dos últimos anos. Destacou-se também o desenho e as premissas do atual Projeto de aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária. Discorreu ainda sobre as Consultas Públicas e Audiências Públicas Internas já realizadas, e, de forma geral, apresentou um breve resumo das propostas a serem submetidas à Audiência Pública.

3. Nesse sentido, esta Nota Técnica detalha de forma restrita o tema de estudo referente ao sinal econômico para a Baixa Tensão. Para tanto, esta Nota Técnica está estruturada em nove seções, apresentadas de forma sintética abaixo.

- **Contextualização:** apresenta premissas utilizadas na definição do sinal econômico para a baixa tensão;
- **Aspectos legais e regulamentares da Estrutura Tarifária na baixa tensão:** expõe o histórico do arcabouço normativo do tema;
- **As experiências de aplicação da tarifa horária para a baixa tensão:** apresenta considerações sobre a aplicação de tarifas horárias para a baixa tensão no Brasil;

- **Tarifas *time of use* - experiência internacional:** pequeno compêndio sobre modalidades tarifárias aplicadas em outros países para consumidores atendidos em baixa tensão;
- **Caracterização do mercado de consumo de baixa tensão:** apresenta os hábitos de consumo e caracterização da carga da baixa tensão;
- **Contribuições da sociedade na consulta pública – CP 011/2010:** considerações sobre as contribuições apresentadas na CP 011-2010;
- **Proposição da modalidade tarifária branca:** apresenta a proposta de aplicação de sinal econômico nas tarifas aplicados às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;
- **Mudanças no hábito de consumo:** resultados esperados após a aplicação das modalidades e postos tarifários para a baixa tensão;

III. DA ANÁLISE

III.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

4. Um dos objetivos da regulação quando se trata do provimento de bens e serviços públicos é a definição e alocação dos custos incorridos para os consumidores ou usuários que dele usufruem. Em geral, a definição dos custos implica na fixação do nível de preços, conquanto a alocação destes entre os diferentes usuários ou consumidores. Assim, a análise a seguir se restringe à partição dos custos de formação de rede para distribuição de energia aos consumidores finais atendidos em BT.

5. Observe que o termo rede é adequado e implica o uso de infraestrutura comum por diversos usuários ou consumidores que se associam para, em tese, reduzirem seu custo em relação à condição de autoprovimento, essência de monopólios naturais. Nesse sentido, o objetivo desta seção é apresentar aspectos necessários à implantação da tarifação por período para o grupo B na sua forma estática.

6. Segundo Houthakker (1951)¹ a característica básica do mercado de eletricidade é o fato de ser economicamente inviável armazenar energia em quantidades significativas. De forma simplificada, a demanda por eletricidade varia significativamente ao longo do tempo, influenciada por diversos fatores. Por sua vez a capacidade de cada equipamento que compõe o sistema elétrico (centrais de geração, linhas de transmissão, transformadores, etc), e conseqüentemente seu custo, é determinada pela máxima variação de energia elétrica por unidade de tempo (potência), mesmo que ocorra somente durante determinadas horas do dia ou período do ano. Um consumidor que aumenta seu consumo nos períodos de maior carregamento dos sistemas de distribuição tende a ser aquele que imputa expansão da cadeia geração-transmissão-distribuição. Para ilustrar, observe a figura abaixo:

¹ HOUTHAKKER, H. S. **Electricity tariffs in theory and practice**. The Economic Journal, v. 61 (249), p. 1-25. 1951;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

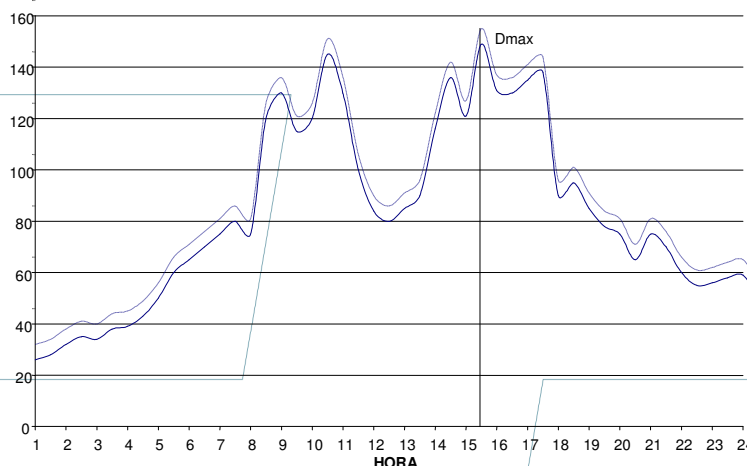


Figura 1 – Curva de carga do dia de máximo uso.

7. A curva representa o perfil de consumo de um consumidor qualquer, no dia em que ocorreu a maior potência. Note a conformação natural da curva com seus picos e vales ao longo do dia. Ainda, este é atendido por uma central de geração exclusiva por meio de uma rede exclusiva dimensionada para suportar o valor nominal, D_{MAX} , definida pela curva sólida, o que simplifica a análise.

8. Por hipótese, imagina-se um acréscimo marginal no consumo, representado por variação na amplitude da curva de demanda, supondo que não ocorre variação na forma como se usa a energia elétrica. Evidente que o acréscimo marginal na hora em que ocorre o máximo implicará a expansão do sistema. Por sua vez, para a maior parte do tempo o acréscimo marginal não implicaria necessidade de expansão. Não obstante observe que a irregularidade do consumo faz com que na maior parte do tempo os ativos e, por consequência, o capital investido, estejam ociosos, o que acarreta custos médios - relação entre custo e quantidade consumida - mais elevados devido a esta “ineficiência”.

9. Desse modo, se o consumo marginal ocorresse preferencialmente nos períodos de menor potência, evitar-se-iam investimentos e obter-se-ia redução do custo médio em função da redução da irregularidade da curva. Frise-se que parte da irregularidade é estrutural em função da impossibilidade prática de armazenamento de energia elétrica, já discutida anteriormente. No mundo real, a existência de n consumidores com comportamentos diferentes torna a análise mais complexa².

10. Entretanto, observa-se que o custo marginal de expansão varia ao longo do dia, sendo mais caro atender uma unidade adicional em certos períodos, justificando a implementação de tarifas com base horária. Isso implica que as tarifas devem refletir os custos de fornecimento aos consumidores com base na teoria marginalista, propriedade fundamental do problema ora exposto. Consequência dessa estratégia de definição, além de cobrar em acordo com a forma de utilização do sistema, é dar incentivo para que o consumo marginal ocorra preferencialmente em horários em que, estatisticamente, o investimento é menor para seu atendimento.

² Este assunto é tratado com detalhes na Nota Técnica n.º 126/2010-SRD-SRE/ANEEL que aborda a questão do custo marginal de expansão.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

11. O problema da correta alocação dos recursos é de extrema importância, sobretudo para os consumidores atendidos em baixa tensão, responsáveis pela maior demanda de recursos do setor de energia elétrica, como podemos ver pela composição do mercado da Figura 2.

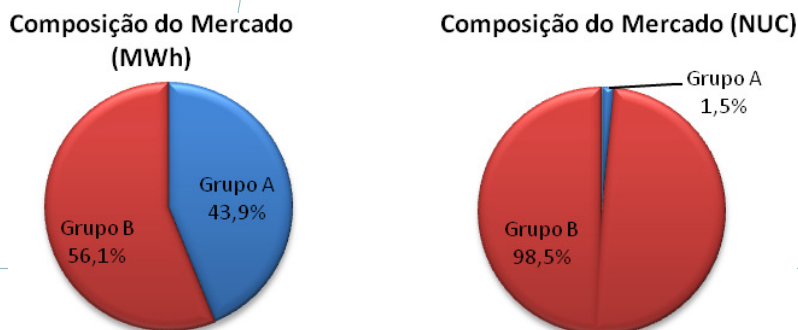


Figura 2 - Composição do Mercado.
Fonte: SAD/ANEEL (Set-2010)

12. Dessa forma, é desejável uma adequação regulatória que possibilite a melhoria da alocação dos recursos nesta classe de consumidores. Para tanto, é necessário, basicamente: a modernização tecnológica do sistema de medição/faturamento, organização do arcabouço normativo e revisão da Estrutura Tarifária, considerando os aspectos de simplicidade e resposta da carga.

13. Atualmente os consumidores atendidos em baixa tensão não possuem alternativas de tarifação, ou seja, são faturados de uma única forma, qual seja, tarifa linear aplicada à energia registrada, sem distinção horária. Tal limitação inibe a capacidade de escolha entre os diferentes bens que lhes são oferecidos. O ideal é ampliar o conjunto de modalidades tarifárias para tentar capturar, via escolha dos consumidores, efeitos positivos sobre o uso do sistema promovidos por um deslocamento temporal do consumo. A consequência seria a redução do custo médio para o consumidor e aumento da eficiência no uso das redes de distribuição de energia elétrica, que pode resultar, assim, em postergação de investimentos. Tendo assim um equilíbrio entre ganhos individuais e coletivos.

14. Evidente que os custos são função do espaço, regiões com menor densidade de carga tendem a possuir custos médios mais elevados, e do tempo, onde os hábitos e os processos de consumo variam temporalmente. Com isso percebe-se uma grande variância na curva de demanda, com consumo concentrado em períodos específicos, sobretudo para consumidores atendidos em baixa tensão, fato que provoca elevação do custo médio, em virtude do aumento da relação capital/insumo.

15. Todavia, as tarifas com diferenciação temporal não tem o fito de reduzir o consumo de energia, mas de aproximar o preço ao custo marginal de atendimento do consumo marginal e, com isso, induzir o deslocamento do consumo das horas de maior carregamento das redes para as que estão subutilizadas.

16. Portanto, a tarifa horária para a baixa tensão consiste em uma tarifa na qual os preços se aproximam estatisticamente dos custos imputados ao sistema de distribuição, de acordo com o período de consumo. Dessa forma, toda a coletividade é beneficiada, pois o deslocamento do consumo marginal para períodos em que não são necessárias alterações significativas de capital tem como consequência a redução do custo médio no longo prazo.

17. A título de exemplo suponha um usuário com consumo de 50% da energia elétrica no posto de ponta, com duração de 3 horas, conforme Figura 3, linha tracejada, por um alimentador exclusivo, com perda de 3,00%. O deslocamento de 20% do consumo da ponta, sem redução da energia consumida, linha contínua, induz dois efeitos no alimentador: redução de 40% no carregamento e de 1,32% no nível de perdas técnicas. Evidente que não ocorrerá o desinvestimento, mas a diminuição do consumo na hora da ponta de carga leva à redução nos investimentos futuros para atendimentos de consumos marginais.

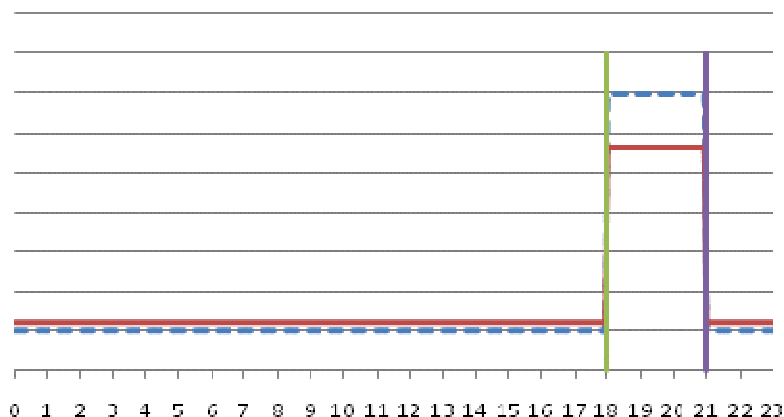


Figura 3 - Exemplo de modulação de carga.

18. Existem vários tipos de tarifas, todavia resultam de duas formas básicas: (i) tarifas de acesso, na qual são aplicadas por meio de uma parcela periódica invariável, que reflete os custos fixos das distribuidoras de energia e outra referente ao uso, na qual se aplica um preço, por unidade consumida, proporcional aos custos variáveis; e (ii) tarifas em Blocos, que variam por limiares de consumo, de períodos de tempo, de características de consumo, etc. Estas podem ser aplicadas de forma crescente ou decrescente de acordo com o volume consumido³.

19. Ademais, as tarifas em blocos podem ser aplicadas na forma de capacidade ou de energia ou por meio de limitação das quantidades disponibilizadas. A particular aplicação das tarifas em blocos de acordo com o tempo denomina-se *Time Of Use – TOU* (Tarifa Horária, em tradução livre). Uma forma extrema de aplicação das tarifas *Time of Use* é o *Real Time Price* (Preços em tempo Real, em tradução livre), onde são definidos, a todo momento preços por unidade de capacidade ou de energia.

20. Recentemente houve uma reclassificação entre as tarifas TOU: estáticas e dinâmicas. As estáticas são as usuais, a resposta ao preço depende da alteração discricionária dos hábitos de consumo por parte dos usuários. Nas tarifas TOU dinâmicas, ou *Dynamic Teleswitching*⁴, o controle da carga depende de sistemas automatizados, implementados via redes inteligentes ou tecnologia similar.

³ SANTOS, Paulo Eduardo Steele. **Tarifa de distribuição para unidades consumidoras e microgeradores considerando a elasticidade- preço das cargas**. Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, 2008;

⁴ OFGEN. **A Discussion Paper: Demand Side Response** Obtido no site: <http://www.ofgem.gov.uk>. Acesso em 08.11.2010.. UK – London: 15 July 2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

21. Atualmente, no caso brasileiro adota-se a modalidade *TOU* estática para as unidades consumidoras atendidas em alta e média tensão. Para consumidores atendidos em baixa tensão aplica-se uma única tarifa na forma monômnia, ou seja, uma tarifa aplicada a todo o bloco de consumo.

III.2 ASPECTOS LEGAIS E REGULAMENTARES DA ESTRUTURA TARIFÁRIA NA BAIXA TENSÃO

22. O Código de Águas, Decreto n.º 24643, de 10 de julho de 1934, dispôs, em seu artigo 180, a forma de remuneração do capital investido, conforme transcrição a seguir:

Art. 180. Quanto às tarifas razoáveis, alínea "b" do artigo 178, o Serviço de Águas fixará, trienalmente, as mesmas:

I – sob a forma do **serviço pelo custo**, levando-se em conta:

- a) todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançados sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício;
- b) as reservas para depreciação;
- c) a remuneração do capital da empresa.

II – Tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto, menos a depreciação;

III – conferindo justa remuneração a esse capital;

IV – **vedando estabelecer distinção entre consumidores**, dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;

V – tendo em conta as despesas de custeio fixadas, anualmente, de modo semelhante. G.N.

23. Quando da edição do Código de Águas a racionalização não era primordial, visto que o sistema elétrico necessitava uma rápida expansão, com vistas a atender a crescente industrialização. Os investimentos eram incentivados por meio de tarifas pelo custo do serviço, aplicadas na sua forma monômnia para todos os grupos tarifários existentes à época.

24. Em 17 de maio de 1968 foi editado o Decreto n.º 62.724, que estabeleceu as normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. Em seu artigo 2º foram criados os grupos tarifários A e B, separando, respectivamente, as unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou superior a 2.300 V, das atendidas em tensão inferior.

25. Apesar de não definir a necessidade de tarifação pelo uso da rede, tal Decreto fixou limites de potência aplicáveis aos grupos tarifários e estrutura binômnia para o grupo A, como forma de racionalização do sistema elétrico, *in verbis*:

Art 8º As portarias de fixação de tarifas deverão definir o limite de potência em disponibilidade, para ligação dos consumidores dos grupos, ou subgrupos, se houver, a que se refere o artigo 2º.

.....omissis.....

Art 11. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo A serão estruturadas sob forma binômnia, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia.

§ 1º A demanda de potência, bem como o consumo de energia de cada consumidor desse grupo, deverão ser verificados, **sempre por medição**.

2º O concessionário terá o prazo de 12 (doze) meses, a partir da data da publicação do presente decreto, para a colocação dos instrumentos medidores necessários ao cumprimento do que determina o § 1º, em todas as instalações existentes dos seus consumidores do grupo de que trata este artigo” G.N.

26. Observe que o Decreto determinou em seu artigo 11 a instalação de medidores, viabilizando a aplicação de tarifas binômias. As tarifas do grupo tarifário B seriam calculadas de forma binômia, todavia, sua aplicação se daria na forma monômia, conforme transcrito a seguir:

Art 13. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo B serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômia com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e serão fixadas, após conversão, para a forma monômia equivalente, admitindo-se o estabelecimento de blocos.

Parágrafo único. Será admitida a fixação de uma tarifa aplicável à corrente elétrica utilizada durante o período de medição pelos consumidores do Grupo "B", quando a carga instalada na unidade consumidora for de pequeno porte.

27. Considerando as particularidades dos sistemas de cada concessionário, o Decreto supracitado possibilitou a aplicação de tarifas especiais para casos de "fornecimento em horas fora dos períodos de ponta de carga", entre outros.

28. Somente em 1980 iniciou-se a aplicação das tarifas baseadas nos custos marginais, em detrimento dos custos médios. O Decreto n.º 86.463, de 13 de outubro de 1981, alterou o art. 14 do Decreto n.º 62.724, art. 14, indicando as diretrizes para aplicação da nova Estrutura Tarifária, com repartição entre grupos e subgrupos baseado nos custos imputados ao sistema elétrico, *ad litteris*:

Art 14. O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido, entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores, responda pela fração que lhe couber.

29. Tal norma possibilitou ainda o estabelecimento de diferenciações nas tarifas, tendo em vista os períodos do ano, os horários de utilização da energia, ou sua destinação.

30. A Portaria n.º 046, de 14 de janeiro de 1982, do Ministério "das" Minas e Energia determinou ao Departamento de Águas e Energia Elétrica – DNAEE que "considere como tarefa prioritária, para o ano de 1982, a implantação de tarifas de energia elétrica diferenciadas conforme os períodos do ano e os horários de utilização da energia". Ademais, determinou aos "concessionários de serviços públicos de energia elétrica que estruturarem seus sistemas de medição, leitura e faturamento segundo critérios, prioridades e cronogramas a serem estabelecidos". Dessa forma, a partir de 1982 foram paulatinamente implementadas as tarifas horossazonais para o grupo A.

31. Todavia, o grupo B não foi contemplado. Analisando o histórico, constata-se que o grupo B possuía, como prevê o Decreto n.º 62.724/68, uma tarifação em blocos crescentes, que, ao longo do tempo foi limitada para a subclasse residencial baixa renda.

32. Na sequência foi publicada a Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993, que dispôs sobre os níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extinguiu o regime de remuneração garantida.

33. A citada Lei permitiu que as concessionárias de distribuição promovessem a aplicação de tarifas diferenciadas para cada classe de consumidor final, desde que respeitado o nível tarifário homologado pelo Poder Concedente. Ademais, previa a possibilidade de se considerar o custo do atendimento na diferenciação tarifária promovida pela distribuidora, conforme transcrição a seguir:

Art. 1º

.....*omissis*.....

§ 4º Respeitado o valor médio das tarifas de fornecimento, devidamente homologado na forma do disposto neste artigo, fica facultado ao concessionário distribuidor promover alterações compensatórias entre os níveis das tarifas de fornecimento relativos a cada classe de consumidor final.

.....*omissis*.....

Art. 14. Ficam autorizados os concessionários a contratarem com seus consumidores fornecimentos que tenham por base tarifas diferenciadas, que contemplem o custo do respectivo atendimento, ou a existência de energia elétrica temporariamente excedente.

34. Por fim, em relação a este assunto a lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabeleceu as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos de energia elétrica, alterando o regime do custo do serviço.

III.3 AS EXPERIÊNCIAS DE APLICAÇÃO DA TARIFA HORÁRIA PARA A BAIXA TENSÃO

35. Alguns projetos experimentais com *TOU*⁵, no grupo B, foram realizados no Brasil, sob a denominação promocional de Tarifa Amarela. A sua concepção⁶ fora baseada na tarificação diferenciada de energia elétrica (MWh) conforme o período de consumo, noturno e diurno, das 22:00 h às 07:00 h, das classes atendidas em baixa tensão, adequada para consumidores intensivos (ou propensos) no período noturno, tal como iluminação pública, termoacumulação e irrigação.

36. Atualmente, a Resolução ANEEL n.º 334, de 02 de dezembro de 1999, autoriza as distribuidoras a desenvolverem projetos visando a melhoria de seu fator de carga, por meio de tarifas diferenciadas sob anuência prévia do consumidor. A distribuidora pode propor a tarifa a ser aplicada a até um por cento do mercado ou cinco mil unidades consumidoras, o que for maior.

37. Desse modo, diferentes distribuidoras, tais como Copel, Bandeirante, CPFL, Celpa, Cosern e Cemig⁷, realizaram estudos e implantaram projetos pilotos de tarificação diferenciada em unidades consumidoras de pequeno porte e pertencentes ao grupo B. Ao final, algumas solicitaram à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL a efetiva implantação da opção tarifária, o que não ocorreu devido à falta de regulamentação. Ressalte-se que os consumidores participantes dos projetos pilotos deveriam concordar formalmente com o novo método tarifário.

38. Nesses projetos as tarifas eram estruturadas em postos cuja relação entre ponta e fora de ponta era de aproximadamente três a seis vezes⁸. Ainda, alguns apresentaram custos desfavoráveis, quando da substituição dos medidores convencionais por eletrônicos. Todavia, sua aplicação se mostrou viável na

⁵ Refere-se à aplicação das tarifas em blocos de acordo com o tempo.

⁶ DNAEE. **Nova Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação**. 1985.

⁷ Especificamente no piloto de Tarifa Amarela aplicado na Cemig, também existia a previsão de cobrança de demanda (tarifa binômia).

⁸ LAMIN, Hugo. **Medição eletrônica em baixa tensão: Aspectos regulatórios e recomendações para Implantação**. Dissertação de mestrado submetida ao departamento de engenharia elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília - UnB, 2009;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

medida em que possibilitou a reação da carga ao sinal de preço, melhorando a eficiência dos recursos globais empregados.

39. Os projetos pilotos demonstram que consumidores foram motivados para a mudança de hábitos pelo sinal preço diferenciado, comprovando que os valores das tarifas são eficientes no alcance do principal objetivo: estimular a redução/transferência do consumo de energia elétrica na ponta. Porém, para alguns segmentos, os pilotos mostraram que a tarifa diferenciada pode até mesmo aumentar o consumo total, em razão dos consumidores aumentarem o uso de equipamentos elétricos, aproveitando o custo mais baixo fora da ponta.

40. O período de implantação dos projetos pilotos não possibilitou aferir os ganhos com a eficiência energética e os de escala com a aquisição de grandes quantidades de medidores. Ou seja, com aplicação em regime permanente, esperam-se resultados melhores do que aqueles encontrados experimentalmente. Não obstante, o avanço de sistemas inteligentes nas redes de distribuição, inclusive medição, indicam que a relação custo/benefício não pode mais ser obtida apenas sob aspectos tarifários, uma vez que a operação dinâmica da rede pode trazer benefícios indiretos aos consumidores. Por sua vez, para que essa aplicação se efetivasse em âmbito nacional, as distribuidoras ressaltaram a necessidade de negociações com a ANEEL, além do estabelecimento de parcerias com fabricantes e outros *stakeholders* com o intuito de redução dos custos de implantação dos medidores⁹.

III.4 TARIFAS *TIME OF USE* – TOU: EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

41. Os dados a seguir referem-se a modalidades tarifárias aplicadas às tarifas de baixa tensão, nas diversas classes de consumo. Quando possível serão feitas as adequações para termos mais utilizados no Brasil.

42. Foram listados países que possuem uma Estrutura Tarifária com modalidade *Time Of Use* – TOU, aplicadas a unidades consumidoras atendidas em baixa tensão. Quando disponível serão apresentados as tarifas praticadas, com valores em moeda nacional, para eventual comparação das tarifas em estudos futuros.

43. Procura-se identificar o tipo de tarifa aplicada, monômnia ou binômnia; o período dos postos tarifários e equidade no tratamento para cada classe de consumo. Todos os países estudados utilizam tarifas de uso/acesso simultaneamente às tarifas TOU.

III.4.1 OFGEM¹⁰ – Inglaterra

44. Atualmente, a maioria dos consumidores domésticos na Inglaterra tem pouco ou nenhum incentivo para alterar os hábitos de consumo, no sentido de reduzir seu consumo no horário de ponta¹¹. As tarifas são cobradas na forma monômnia. No entanto, existem algumas modalidades tarifárias *Time of Use*, tais como as tarifas *Economy 7*, *Economy 10* e *Dynamic Teleswitching*.

⁹ Idem.

¹⁰ Office of the Gas and Electricity Markets.

¹¹ OFGEN. **A Discussion Paper: Demand Side Response** Obtido no site: <http://www.ofgem.gov.uk>. Acesso em 08.11.2010.. UK – London: 15 July 2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

45. A tarifa *Economy 7* representa cerca de 20% do mercado total, parte mais significativa das tarifas TOU. Nesta modalidade as tarifas são menores no período noturno e, por conseguinte, ligeiramente mais caras durante o dia. Tais características conferem a tarifa *Economy 7* ganhos para cargas com aquecimento de água e iluminação pública. O sistema de medição pode ser analógico ou digital¹².

46. Normalmente, o posto noturno dura sete horas, iniciando às 01h30 h, durante o verão e às 00:30 h durante o inverno. Alguns consumidores contam com a funcionalidade adicional do medidor como gerenciador de energia. Nesse caso os equipamentos contam com temporizadores ou sistema de comunicação com o medidor, geralmente por PLC – *Power Line Communications*, que liga/desliga automaticamente as cargas de acordo com a entrada/saída do posto noturno.

47. Algumas distribuidoras oferecem tarifas com dois postos tarifários em 10 (dez) horas descontínuas denominadas tarifas *Economy 10*, aplicadas às unidades consumidoras que não conseguem se adequar às tarifas *Economy 7*. Os períodos de aplicação podem variar de acordo com as distribuidoras; todavia as da distribuidora UK Power devem estar compreendidas no período das 13:00 h às 16:00 h; das 8:00 h às 22:00 h; e das 0:00 h às 5:00 h, para o horário com desconto.

48. As tarifas *Dynamic Teleswitching*, são TOU na modalidade dinâmica. Sua massiva implantação vem sendo estudada pelo OFGEM. Hoje, existem cerca de 1 milhão de unidades consumidoras atendidas. Trata-se de uma funcionalidade adicional do medidor eletrônico que permite o gerenciamento remoto da carga por meio de sinais de rádio, PLC - *Power Line Communications*, ou outra tecnologia. Dessa forma, a distribuidora pode desconectar cargas remotamente em determinadas situações. Um exemplo de sua utilização é a alteração do momento em que a eletricidade é fornecida para termoacumuladores elétricos.

49. Em julho de 2010 o OFGEM colocou em discussão o documento intitulado *Demand Side Response* – Gerenciamento pelo lado da Demanda¹³, motivado pelos efeitos benéficos que o gerenciamento pode desempenhar na manutenção de um abastecimento energético seguro e sustentável. O foco são os consumidores residenciais e pequenas empresas, similares à classe B3 no Brasil. Para tanto o regulador inglês pretende dar os devidos incentivos financeiros como forma de promover a alteração dos hábitos de consumo.

50. Na Inglaterra a demanda por energia é maior no início da noite e no inverno, devido à iluminação e ao aquecimento, respectivamente. Segundo estudos preliminares, o gerenciamento pelo lado da demanda tem potencial de deslocamento de 5 a 10% do consumo da ponta do sistema reduzindo investimentos em geração e em redes de distribuição, além de benefícios intangíveis tais como os relacionados ao meio ambiente quantificados por meio de créditos de carbono^{14;15}.

51. O OFGEM realizou pesquisa com o mercado potencial de gerenciamento pelo lado da demanda nos clientes residenciais e pequenas empresas. Foram identificadas algumas barreiras para o efetivo gerenciamento pelo lado da demanda:

¹² Idem.

¹³ Idem. Tradução livre do autor.

¹⁴ Idem.

¹⁵ Créditos de carbono ou Redução Certificada de Emissões são certificados emitidos para um agente que reduziu sua emissão de gases do efeito estufa. Acordos internacionais como o Protocolo de Kyoto determinam uma cota máxima de gases de efeito estufa gerados para cada país signatário. Aqueles países que não atingem as metas de reduções de emissões tornam-se compradores de créditos de carbono. Destarte, a redução de geração fóssil gera, além da postergação de investimentos e redução do custo médio da energia, receitas decorrentes da venda de créditos de carbono.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

- Falta de incentivos financeiros para o deslocamento do consumo para horário fora de ponta;
- Muitos consumidores não sabem que os custos de produção e de transporte de energia variam ao longo do dia e do ano;
- Desconhecimento de que gerenciadores de energia¹⁶ podem ser utilizados para o controle da demanda;
- Clareza no sinal de preço de curto prazo;
- Cuidado com a diversidade de consumidores, em especial ao de baixa renda; e
- Complexidade para o gerenciamento da rede e mercado por parte da distribuidora.

52. O regulador inglês teve como foco a redução da geração por combustíveis fósseis nos períodos de ponta, com custos superiores à geração de base. Com isso a tônica da discussão foram os impactos ambientais e os benefícios financeiros advindos dos créditos de carbono.

53. A mudança do hábito de consumo advém sobremaneira do uso de novas tecnologias. Por exemplo, o OFGEM discute, atualmente, os impactos decorrentes do uso massivo de carros elétricos e que se reflete diretamente no sistema elétrico. Para tanto é premente avanços tecnológicos no gerenciamento pelo lado da demanda que permitam que a recarga ocorra em períodos mais favoráveis ao sistema. Além disso, outro exemplo é a mudança do perfil de carga dos consumidores residenciais, responsáveis por mais da metade da demanda de ponta, provocada pelo incremento do aquecimento elétrico em detrimento ao aquecimento a gás.

54. Alternativamente, o avanço da tecnologia permite, no âmbito residencial, o surgimento de dispositivos de controle dinâmico que procuram alternar e desligar os aparelhos em resposta a mudanças no equilíbrio entre oferta e demanda na rede elétrica ou em resposta aos preços, sem alterar sua utilidade aos consumidores. Estes podem ser adaptados aos aparelhos já existentes ou instalados quando de sua fabricação. São mais adequados para eletrodomésticos, como geladeiras, condicionadores de ar e aquecedores de água, que funcionam em ciclos (ligado / desligado). Atualmente, esses dispositivos têm aplicação no setor industrial e de grandes consumidores.

55. Com a implantação dos gerenciadores de energia no âmbito residencial, e a devida implantação das tarifas TOU dinâmicas espera-se minorar os inconvenientes das tarifas TOU estáticas, tal como o controle e monitoração manual de cargas.

56. Nos estudos verificou-se a inviabilidade da implantação da modalidade tarifária obrigatória, sobremaneira para os consumidores com jornada de trabalho noturna e população não economicamente ativa - PNEA, que ficam em casa maior parte do dia.

¹⁶ Assim como os celulares modernos executam diversas funcionalidades além de seu uso como telefone móvel, os gerenciadores de energia executam diversas funcionalidades além da medição de energia e demanda. Dentre elas podemos destacar: conexão sincronizada de medidores da concessionária; controle automático de cargas por meio de relés; registro de dados de sensores e/ou outros equipamentos; medição de utilidades (vazão, pressão, temperatura, etc); acesso remoto para controle de carga via internet; etc. Dessa forma, o processo produtivo pode ser automatizado considerando aspectos operacionais das redes elétricas, tal como a carga do ponto de conexão com a distribuidora acima de um limiar. Outra possibilidade é o gerenciamento remoto da carga do consumidor pela própria distribuidora, prática utilizada na África do Sul de forma coercitiva, ou na Inglaterra com os devidos incentivos econômicos por parte das distribuidoras.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

57. Notem que o mercado de energia na Inglaterra é totalmente liberalizado, sem a segregação das tarifas de energia e de uso da rede. Destarte, não serão apresentadas neste trabalho as tarifas praticadas pelas distribuidoras inglesas¹⁷.

III.4.2 ENERGY Austrália

58. É uma empresa estatal atuante no segmento de gás e energia, operando uma rede de distribuição numa área de 22.275 quilômetros quadrados. A empresa atende Sydney, na região central do país, e as regiões de Hunter, em *New South Wales*. Suas operações incluem a compra e fornecimento de energia, construção de instalações elétricas e ligações de clientes¹⁸. Do levantamento feito, a empresa possui as modalidades *Time of Use* mais diversificadas.

59. A distribuidora apresenta de forma didática as componentes tarifárias aos usuários dos serviços. Ainda, oferece várias modalidades tarifárias para a baixa tensão, na forma monômnia com três postos tarifários: ponta, fora de ponta e patamar intermediário. Ademais, existem custos fixos por ponto de conexão.

60. Existem para algumas modalidades tarifárias custos de capacidade por kW ou kVA e modalidades em blocos crescentes, sem diferenciação horária. O enquadramento em cada classe obedece a critérios específicos de carga instalada, passando pela especificação dos medidores de energia elétrica.

61. A Tabela 2 apresenta as tarifas aplicadas às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão. Os valores foram convertidos para centavos de real. Na sequência são apresentados os principais detalhes de cada modalidade tarifária.

Tabela 1 – Tarifas aplicadas - ENERGY Austrália.

Classe tarifária	Código	Subclasse	DLF	Custo Fixo ¢/dia	Tarifa				Tarifa em blocos		Taxa diária de capacidade	Taxa diária de capacidade
					Não TOU ¢/kWh	TOU			Bloco 1 ¢/kWh	Bloco 2 ¢/kWh	Ponta ¢/kW/dia	Ponta ¢/kVA/dia
						Ponta ¢/kWh	Intermediária ¢/kWh	Fora de Ponta ¢/kWh				
Doméstico	EA010	LV Res non-TOU (Closed)	1,0651	39,1488					14,9313	23,1657		
	EA025	LV Res <40 MWh (System)	1,0554	54,5052		33,9118	7,2550	3,4039				
	EA030	Controlled Load 1	1,0651	2,5870	2,6150							
	EA040	Controlled Load 2	1,0651	9,9815	6,4479							
Negócios Baixa Tensão	EA050	LV Bus non-TOU (Closed)	1,0576	120,5966					12,8368	19,4278		
	EA225	LV Bus <40 MWh (System)	1,0576	53,7328		34,6722	7,3014	3,1666				
	EA302	LV 40-160 MWh (System)	1,0576	169,2771		16,4999	11,5985	4,1087			23,3619	
	EA305	LV 160-750 MWh (System)	1,0576	315,4908		15,4065	11,3688	4,1637				24,3567
	EA310	LV >750 MWh (System)	1,0576	538,6979		12,9778	11,1245	4,0352				26,6362
	EA325	LV Connection (Standby Tariff)	1,0576	560,1684		10,3110	8,1596	1,9071				

*Valores convertidos em centavos de Reais, cotação de 01.07.2010.

¹⁷ Simulações das tarifas podem ser realizadas no site www.ukpower.co.uk. As tarifas podem sofrer variações de acordo com a localização da unidade consumidora.

¹⁸ Obtido no site www.energyaustralia.com.au. Acesso em 04.11.2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

62. Sobre a estrutura da tabela acima destaca-se:

- Os valores incluem o tributo *Goods and Services Tax* (GST), cobrado com base no valor agregado e de responsabilidade do consumidor final da cadeia, aplicada sobre a maioria dos bens e serviços na Austrália. Desde 01 de outubro de 2010 o GST é de 15%.
- *Distribution Loss Factors* (DLF): são fatores multiplicativos devidos às perdas de energia visando majorar a fatura de energia elétrica. Um fator de 1,0651 representa acréscimo de 6,51% na fatura.
- *Network Access Charge* (NAC): trata-se de custo fixo diário aplicado a cada ponto de conexão.
- *Non-ToU Rates*: tarifa monômnia sem diferenciação horária. Desde 04.07.2004 para as subclasses EA010 e EA050 são aplicadas tarifas em blocos crescentes para consumidores residenciais e comerciais/industriais.
- *Time of Use (ToU) Rates*: tarifas aplicadas em períodos fora de ponta, ponta e intermediário para unidades consumidoras com medição horária. Os períodos de cada posto tarifário variam de acordo com a subclasse de consumo. A título de exemplo as tarifas EA025 e EA225 apresentam os seguintes limites:
 - Ponta, de 14:00 h - 20:00 h em dias úteis;
 - Intermediário das 7:00 h às 14:00 h e das 20:00 h às 22:00 h durante dias úteis e das 07:00 h às 22:00 h nos finais de semana e feriados; e
 - Fora de ponta: complementar aos períodos ponta e intermediário.
- *Capacity Charges*: se aplica a maior demanda média (em kW ou kVA) dos últimos 12 meses. Calculado sobre o número de dias do período de faturamento.
- *Controlled Load*: aplica-se à cargas de termoacumulação, tais como aquecimento de água. As tarifas são aplicadas em dois postos tarifários, com limiares de tempo, por exemplo, entre 10 e 7 horas, para *Controlled Load 1*.

63. Apesar de apresentar maior diversidade de modalidades tarifárias não existem tarifas específicas na modalidade TOU dinâmicas. Todavia, a exemplo do regulador inglês, está em discussão formas de incentivos econômicos para distribuidoras e consumidores visando aprimorar o gerenciamento pelo lado da demanda na Austrália¹⁹.

III.4.3 IBERDROLA Espanha

64. A empresa Iberdrola *Distribución Eléctrica* atende o segmento de distribuição de energia elétrica, incluindo serviços de operação e manutenção de redes e serviços de atendimento comercial aos consumidores de energia elétrica²⁰.

65. Os consumidores que possuem os equipamentos de medição com as funcionalidades necessárias podem optar por tarifas com discriminação no tempo, com postos tarifários conforme Tabela 3.

¹⁹ AER - Australian Energy Regulator. **Demand Management Incentive Scheme**. Jerema: 2009.

²⁰ Obtido no site www.iberdrola.es. Acesso em 04.11.2010.

Tabela 2 – Postos Tarifários Iberdrola.

Períodos Horários	Inverno	Verão
Ponta 10 horas dia	De 12:00 hs às 22:00 hs	De 13:00 hs às 23:00 hs
Fora de Ponta 14 horas dia	Horário complementar	Horário complementar

66. As tarifas de eletricidade na Espanha possuem estrutura binômia, com contrato de demanda aplicado às modalidades tarifárias. São diferenciadas por faixa de demanda contratada.

67. A tarifa de demanda e o valor fixo pago em cada período de faturamento (bimensal ou mensal), dependem da potência contratada. Os equipamentos de medição são de propriedade dos consumidores ou alugados da empresa de distribuição. A Tabela 4 apresenta as tarifas aplicadas.

Tabela 3 – Preço de Energia e Uso dos Sistemas de Distribuição em reais*.

Modalidade Tarifária	Condições de Aplicação	Contrato de Demanda R\$/kW ano	Contrato de Energia R\$/kWh
Tarifas Sem Discriminação Horária	Potência não superior a 10 kW	49,46793	0,300069
Tarifas Com Discriminação Horária	Potência não superior a 10 kW e equipamento de medição adequado	49,46793	Ponta: 0,140532 Fora de Ponta: 0,357834

*Os preços não incluem impostos. Tarifas em vigor a partir do dia 01.10.2010. Valores atualizados com cotação do dia 04.11.2010.

68. As unidades consumidoras contam com um equipamento de controle de potência, similar a um disjuntor que atua desligando a instalação quando a demanda total coincidente ultrapassa a potência contratada. Sua instalação é obrigatória, com penalidades se inexistente ou inoperante.

III.4.4 CONAFE - Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. - Chile

69. Trata-se de empresa distribuidora de energia elétrica que atende cerca de 320.000 unidades consumidoras desde a província de Huasco até a província de Valparaíso. No Chile as tarifas são fixadas a cada quatro anos pelo Ministério da Economia²¹.

70. Existem quatro tipos de tarifas aplicadas em baixa tensão: BT1; BT2; BT3 e BT4.

71. A modalidade BT1 é a mais comum e simples. É aplicada quase que na totalidade para a classe residencial com potência inferior a 10 kW, na modalidade monômia, sem diferenciação horária. Existe um encargo fixo cobrado mensalmente na fatura, por unidade consumidora além do encargo pelo aluguel do medidor. Além disso, é aplicado o encargo de energia de inverno, similar a uma tarifa de ultrapassagem aplicada à energia que excede um limiar pré estabelecido entre os meses de abril a setembro.

²¹ Obtido no site www.conafe.cl. Acesso em 04.11.2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

72. A modalidade BT2 é binômia com fatura de energia medida, sem diferenciação horária, e de demanda contratada, em que há limitador de demanda que desconecta carga caso haja ultrapassagem.

73. A modalidade BT3 é binômia com fatura da energia, sem diferenciação horária e demanda contratada, por meio de medidor de energia e de demanda. A modalidade BT4 é similar à BT3, todavia, as tarifas são diferenciadas em ponta e fora de ponta, o primeiro das 18:00 h às 23:00 h entre os meses de abril a setembro, e o segundo em período complementar.

74. As tarifas aplicadas às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão possuem sinal locacional, com discriminação por região atendida. Para maiores detalhes, consultar o site da empresa.

III.4.5 ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – Portugal

75. A ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos regula as tarifas de distribuição de energia elétrica em Portugal, país no qual a empresa estatal EDP atende a maior parte do mercado²².

76. As tarifas dividem-se em baixa tensão normal e especial. Em todas as modalidades há necessidade de contratar a disponibilidade de potência aparente (em kVA). As tarifas normais de energia subdividem-se em subclasses de acordo com a potência contratada. Em todas se aplicam encargos fixos, invariáveis com consumo ou demanda contratada.

77. Para potências contratadas de até 2,3 kVA aplica-se a tarifa social, sem distinção horária. Para valores entre 2,3 kVA e 20,7 kVA aplicam-se tarifas monômias em um, dois ou três postos horossazonais. Existe a previsão da tarifa tetra-horária para valor superior a 41,4 kW.

78. A Tabela 5 apresenta os valores das tarifas normais da potência aparente contratada aplicadas à consumidores atendidos em baixa tensão. Os valores foram convertidos para reais a uma taxa de câmbio de 02/01/2010, data de início da vigência das tarifas.

Tabela 4 – Preço da Potência janeiro de 2010, em R\$/kW.

Potência contratada (kVA)	Simplex	Bi-horária	Tri-horária
1,15	0,1742	-	-
2,3	0,3026	-	-
3,45	0,4313	0,4313	0,4313
4,6	0,5596	0,5596	0,5596
5,75	0,6883	0,6883	0,6883
6,9	0,8166	0,8166	0,8166
10,35	1,2023	1,2023	1,2023
13,8	1,5877	1,5877	1,5877
17,25	1,9731	1,9731	1,9731
20,7	2,3587	2,3587	2,3587

²² Obtido no site www.edp.pt. Acesso em 01/11/2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

79. A Tabela 6 apresenta os valores das tarifas normais de energia para clientes cativos aplicadas à consumidores atendidos em baixa tensão. Os valores foram convertidos para reais a uma taxa de câmbio de 02/01/2010, data de início da vigência das tarifas.

Tabela 5 – Preço da Energia, em R\$/kWh.

Preço da Energia	Simplex	Bi-horária	Tri-horária
Vazio	0,2470 (até 2,3 kVA) ou 0,3203 (acima 2,3 kVA)	0,1850	0,1850
Cheias	-	0,3445	0,3320
Ponta	-		0,3789

80. Para as tarifas tri-horárias, os períodos vazio, cheio e de ponta variam de acordo com os dias da semana, período do dia e período anual (inverno ou verão), conforme Figura 4.

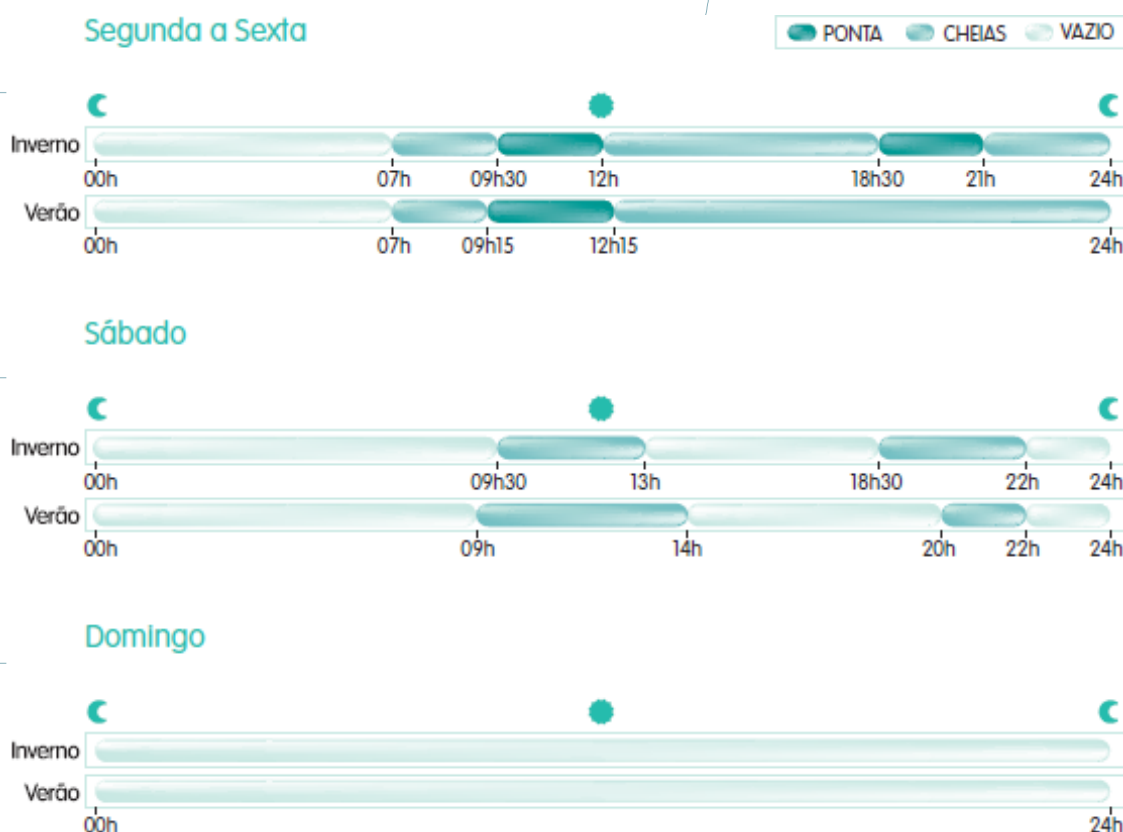


Figura 4 – Diferenciação por tempo da tarifa tri-horária²³.

III.4.6 EDF - França

²³ Idem.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

81. As tarifas de uso de redes para a baixa tensão na França são aplicadas na modalidade binômia. Para unidades consumidoras com potência aparente de até 36 kVA existe um encargo no valor de 17,40 euros por ano referente ao aluguel do equipamento de medição. A fatura do consumidor - CS de baixa tensão (com potência aparente de até 36 kVA) é determinada pela expressão que se segue:

$$CS = a \times P_{\text{contratada}} + \sum_{i=1}^n d_i \times E_i \quad (1)$$

82. As constantes a e d_i referem-se, respectivamente, aos custos unitários associados à parcela de potência contratada e à de energia consumida no posto tarifário i .

83. Ademais, existem 4 (quatro) modalidades tarifárias: tarifas de curta utilização, média utilização e tarifas de longa utilização, além das tarifas com dois postos tarifários, conforme detalhado nas tabelas a seguir. Todas as tarifas estão em vigor desde 01 de agosto de 2010 e foram convertidas para reais.

Tabela 6 - Tarifas de curta utilização.

Potência Contratada	a R\$/kVA/ano	d_1
$P \leq 9$ kVA	7,46	7,51
9 kVA $< P \leq 18$ kVA	13,54	7,09
$P > 18$ kVA	27,07	6,31

Tabela 7- Tarifas de média utilização

Potência Contratada	R\$/kVA/ano	d_1
$P \leq 9$ kVA	10,50	7,07
9 kVA $< P \leq 18$ kVA	19,61	6,45
$P > 18$ kVA	43,37	5,06

Tabela 8 - BT Taxa ≤ 36 kVA com uma diferenciação de uso do tempo médio

Potência Contratada	R\$/kVA/ano	d_1	d_2
$P \leq 9$ kVA	10,50	7,92	4,93
9 kVA $< P \leq 18$ kVA	19,61	7,09	4,40
$P > 18$ kVA	43,37	5,50	3,43

84. Os períodos de ponta e fora de ponta são definidos por localidade. O horário de ponta deverá ter duração de 8 horas, não necessariamente contínuas, a critério da distribuidora local.

Tabela 9 - BT Tarifa ≤ 36 kVA longa utilização

	R\$/kVA/ano	Reais / kWh
Longa utilização	122,94	2,42

85. Na França, existem cerca de 350.000 consumidores domésticos utilizam a tarifa *Time of Use* dinâmica, que prevê para o dia seguinte o preço aos consumidores, seja por meio de texto, internet ou outros tipos de mídias²⁴.

²⁴ OFGEN. **A Discussion Paper: Demand Side Response** Obtido no site: <http://www.ofgem.gov.uk>. Acesso em 08.11.2010. UK – London: 15 July 2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

III.5 CARACTERIZAÇÃO DO MERCADO DE CONSUMO DE BAIXA TENSÃO

86. Neste tópico passa-se à caracterização do mercado brasileiro, tanto pelo lado da demanda como pelo do fornecimento. São apresentados dados que permitem a definição dos hábitos de consumo bem como a representatividade dentro do sistema elétrico.

III.5.1 Escopo de mercado

87. Inicialmente, cabe análise da relevância do mercado de baixa tensão por subgrupo tarifário, conforme Figura 5. Observa-se que os consumidores residenciais representam 58% do mercado total.

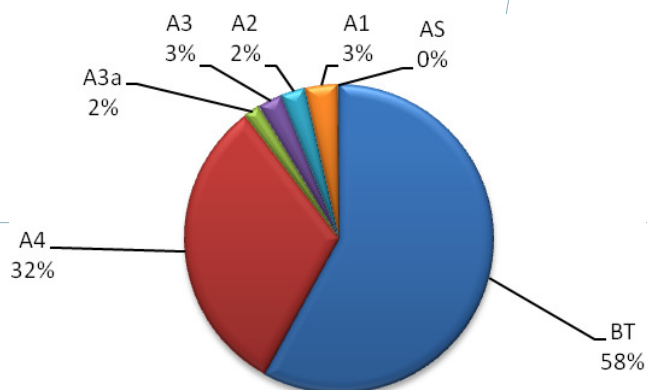


Figura 5 – Segregação do Mercado de Energia Brasil.
Fonte: SAD/ANEEL. Julho de 2010.

88. Por sua vez, 60% do mercado de baixa tensão é composto pela classe residencial conforme Figura 6. Isto, em termos absolutos, representa cerca de 1/3 (60% x 58%) da energia distribuída pelas empresas.

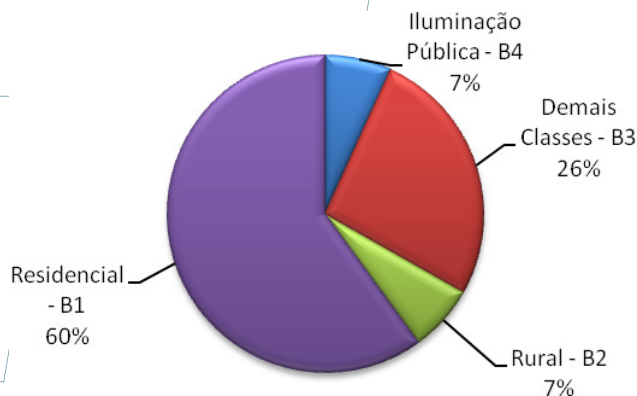


Figura 6 – Segregação do Mercado de Baixa Tensão
Fonte: SAD/ANEEL. Julho de 2010.

III.5.2 Análise pelo Lado do Consumidor: Hábitos de Consumo da Classe Residencial

89. Neste subitem são analisados os hábitos de consumo dos consumidores residenciais, parcela mais significativa do mercado de baixa tensão. Não são abordados os hábitos de consumo das outras classes de consumo, haja vista a infindável diversidade de processos, tipos de carga, hábitos *et cetera*. A Tabela 10 apresenta a participação dos equipamentos no consumo final de energia elétrica no Brasil e regiões. Os dados foram obtidos da pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – ano base 2005, realizada pela Eletrobrás/PROCEL²⁵.

Tabela 10 - Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – ano base 2005 - Classe Residencial.

Equipamento	Brasil	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Geladeira / Freezer	27%	2%	6%	2%	13%	5%
Chuveiro	24%	0%	2%	2%	13%	5%
Condicionamento ambiental	20%	2%	5%	1%	5%	6%
Iluminação	14%	1%	2%	1%	9%	2%
TV	9%	1%	2%	1%	5%	1%
Som	3%	0%	1%	0%	1%	1%
Ferro	3%	0%	1%	0%	1%	0%
Lavadora de roupas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	100%	6%	19%	7%	48%	20%

Fonte Eletrobrás/PROCEL. Participação dos equipamentos no consumo final.

90. Observe que o consumo do chuveiro elétrico é pouco significativo para as regiões norte e nordeste, onde o condicionamento ambiental passa a ter importância maior no consumo das unidades residenciais, sobremaneira para o período de realização da pesquisa. Por sua vez os equipamentos elétricos possuem diferentes consumos de energia e de participação na ponta do sistema elétrico. Existem equipamentos que são pouco susceptíveis à modulação de carga ou à gerencia de cargas, tais como:

- Freezer e Geladeira: o consumo é aproximadamente constante, não existe variação significativa ao longo do dia²⁶;
- Lâmpadas: a energia convertida em energia luminosa obedece à iluminação natural e à fisiologia do sono; e
- Televisores e rádio: obedece a programação da emissora e seus respectivos índices de audiência.

91. Para esses equipamentos os sinais de preço não tendem a alterar os hábitos de consumo dos consumidores residenciais. A conformação das curvas de carga para os equipamentos acima é apresentada na Figura 7²⁷.

²⁵ ELETROBRAS. Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo de Energia. Obtido no site www.eletrobras.com. Acesso em 05.11.2010. Rio de Janeiro: 2005.

²⁶ Existem hoje no mercado equipamentos que modulam o consumo de modo a reduzi-lo no horário de ponta. Todavia, não são representativos na caracterização atual dessas cargas. Para maiores detalhes ver item mudanças no hábito de consumo da presente Nota Técnica.

²⁷ Idem.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

92. A Figura 8 ilustra a curva de carga dos equipamentos remanescentes no consumo residencial, com horários de consumo gerenciáveis. São compostos pelas cargas de chuveiros elétricos, ar condicionado, ferro, micro-ondas e lavadora de roupas. Todavia, observa-se que o grande responsável pela formação da ponta do sistema de distribuição é o chuveiro elétrico²⁸.

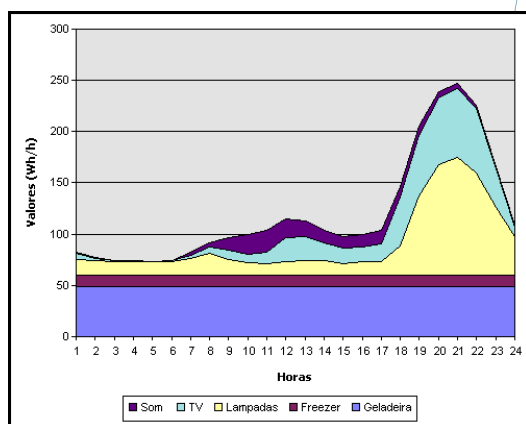


Figura 7 – Curva de carga de um consumidor residencial típico considerando cargas pouco gerenciáveis.

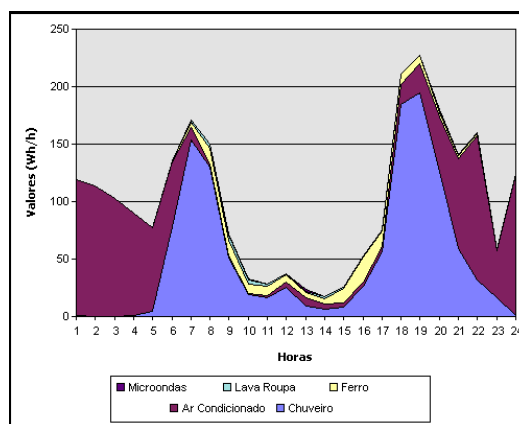


Figura 8 – Curva de carga de um consumidor residencial típico considerando cargas gerenciáveis.

93. As Figuras seguintes²⁹ ilustram as curvas de consumo de carga, Brasil e regionalizado.

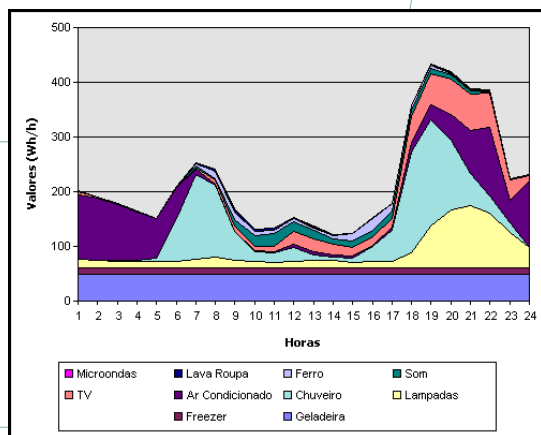


Figura 9a – Curva de Carga Chuveiro Brasil.

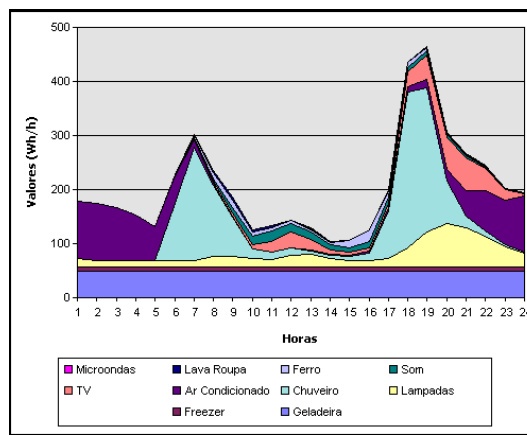


Figura 9b – Curva de Carga Chuveiro Centro Oeste.

²⁸ Idem.

²⁹ Idem.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

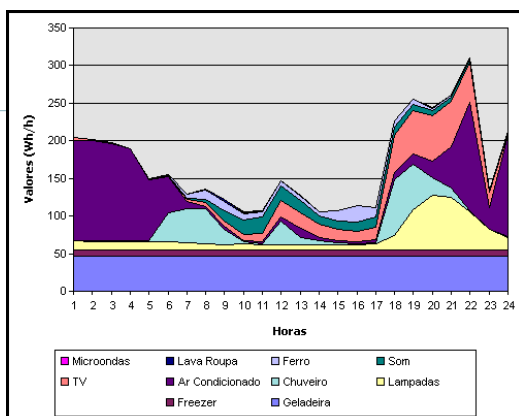


Figura 9c – Curva de Carga Chuveiro Nordeste.

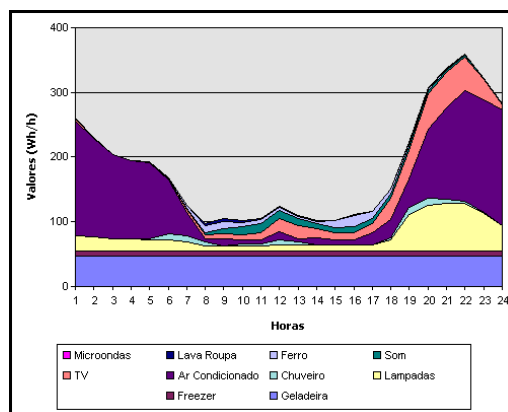


Figura 9d – Curva de Carga Chuveiro Norte.

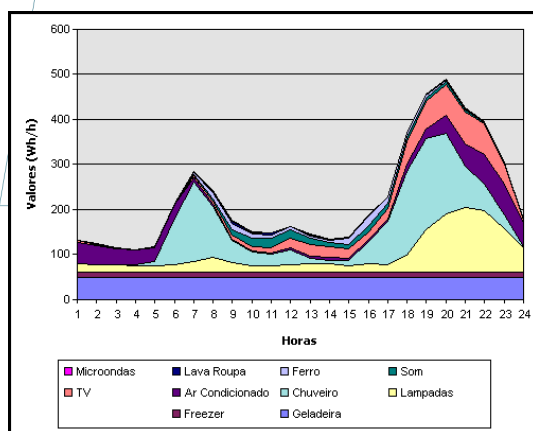


Figura 9e – Curva de Carga Chuveiro Sudeste.

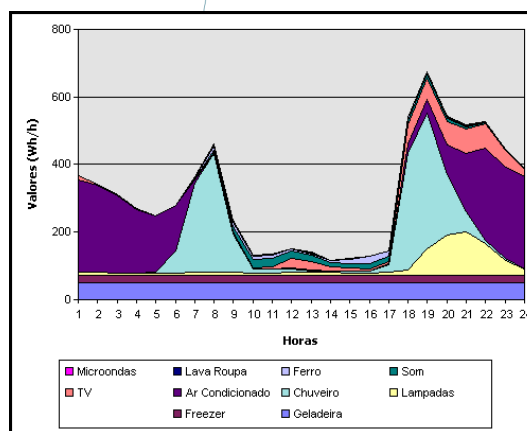


Figura 9f – Curva de Carga Chuveiro Sul.

94. Observa-se que a maior parte do consumo da baixa tensão é representada pelos refrigeradores e geladeiras, 27% do consumo Brasil, seguido do chuveiro (24%) e do ar condicionado (20%). Geladeiras e refrigeradores possuem uma curva plana de consumo, e portanto sinais de preço não tendem a alterar esses hábitos de consumo³⁰.

95. Entretanto, o hábito de consumo dos diversos equipamentos eletroeletrônicos mostra uma participação diversa na ponta instantânea do sistema elétrico. A Tabela 11 apresenta a contribuição para a formação da ponta instantânea do sistema de distribuição, por equipamento utilizado no Brasil. O chuveiro elétrico contribui com 43% para a formação da ponta instantânea do sistema de baixa tensão.

³⁰ Idem.

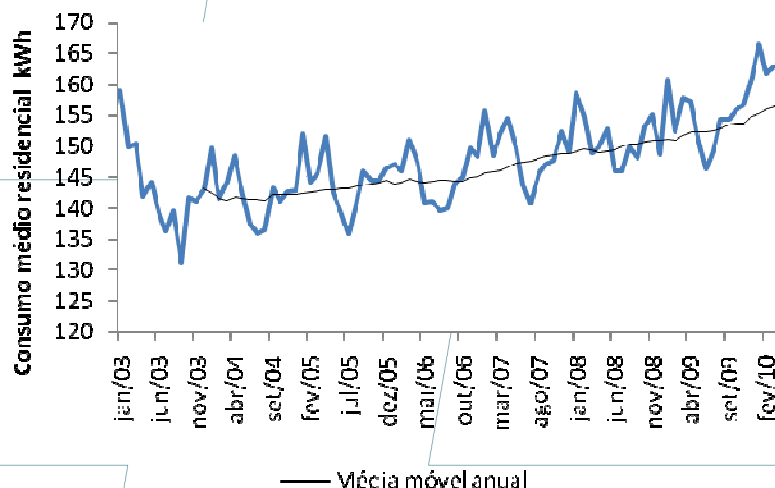
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Tabela 11 – Percentual de composição da ponta instantânea Brasil.

Equipamento	Percentual de composição da ponta
Chuveiro	43%
Iluminação	17%
Geladeira/Freezer	14%
Televisor	13%
Ar condicionado	7%
Som	2%
Ferro	2%
Micro-ondas	1%
Lava-roupas	5%

96. Apesar das políticas de eficiência energética é premente a adoção de práticas de consumo com o objetivo de incentivar o uso mais eficiente dos ativos de transporte de energia.

97. A Figura 10 apresenta a evolução do consumo médio residencial. Entre junho de 2003 a junho de 2010 o aumento no consumo médio de um consumidor residencial foi de 1,5% ao ano. Este percentual inclui o crescimento horizontal de carga, devido ao crescimento das cargas existentes, e crescimento vertical, devido ao aumento de novas cargas residenciais. Observe que o consumo médio por unidade consumidora é crescente, mostrando alteração dos hábitos de consumo e/ou redistribuição dos percentuais entre as diversas classes de consumo.

**Figura 10 – Evolução do consumo médio residencial.**

III.5.3 Análise do lado do Fornecimento: Tipologias de Carga

98. Neste subitem será analisado o comportamento do mercado com dados colhidos pelas distribuidoras, referentes às tipologias de carga, características quantitativas do consumo e resposta ao sinal de preço, das diversas classes de consumidores.

99. Para efeitos de comparação preliminar são definidos como posto de ponta o período de carga máxima composto por três horas consecutivas. Define-se como patamar intermediário a hora imediatamente

posterior e anterior ao horário de ponta. O horário fora de ponta é definido como complementar aos postos de ponta e intermediário. Até o momento não se define a nova estrutura da baixa tensão, o que se faz é apenas a discriminação horária com o fito de levantar os respectivos consumos.

III.5.3.1 Faixas de Consumo

100. Em 06 de outubro de 2010 foi encaminhado às distribuidoras o ofício Circular 0020/2010-SRD-SRE/ANEEL, solicitando, entre outros dados, o mercado segregado por faixa de consumo, com dados atualizados até outubro de 2010. Aos dados obtidos até o momento indicam a distribuição de consumo entre as unidades consumidoras apresentada nas Figuras 11 e 12, respectivamente, para distribuição entre percentual de unidades consumidoras e percentual do mercado total do grupo de baixa tensão, ambos por faixa de consumo.

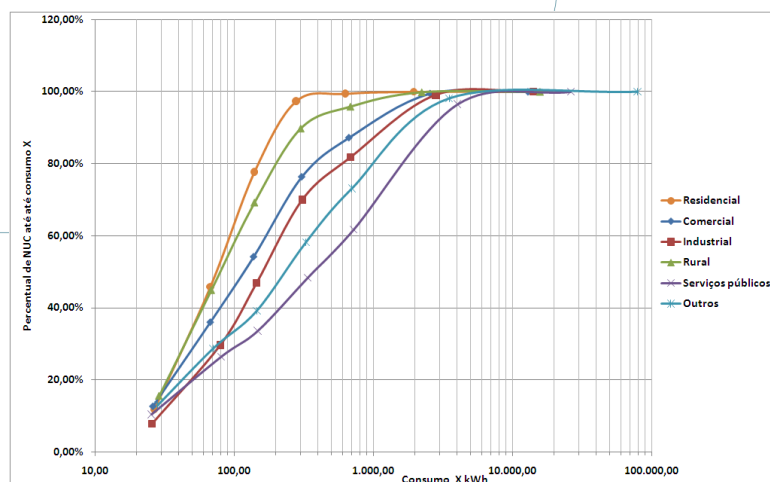


Figura 11 – Percentual de Unidades Consumidoras por faixa de consumo.

101. Observe da Figura 11 que cerca de 90% das unidades consumidoras residenciais possuem consumo inferior a 200 kWh/mês.

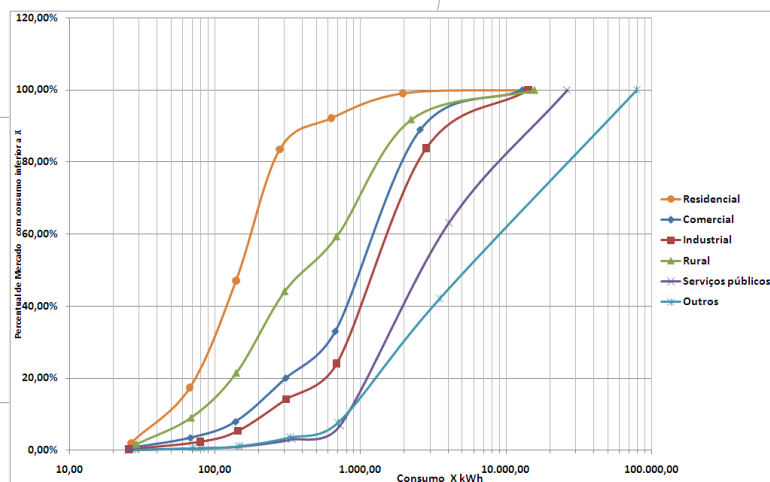


Figura 12 - Percentual do mercado total de baixa tensão por faixa de consumo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

102. Pela Figura 12 cerca de 70% do mercado residencial possui consumo por unidade consumidora inferior a 200 kWh/mês.

III.5.3.2 Tipologia Residencial

103. As curvas de carga dos agregados residenciais apresentam as conformações indicadas na Figura 13. Os dados foram obtidos das curvas de carga utilizadas para o cálculo da Estrutura Tarifária de distribuidoras no 2º ciclo de revisões tarifárias.

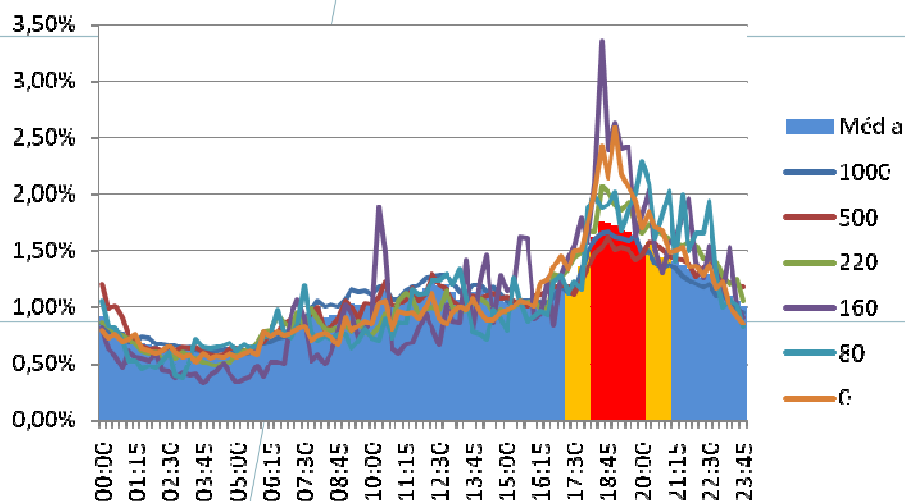


Figura 13 – Curvas Típicas de Consumidores Residenciais segregados por faixas de consumo.

104. A área indicada em vermelho indica o período em que a demanda é superior a 90% da máxima. A área em laranja representa a hora imediatamente posterior e anterior ao horário de ponta; período este com possibilidade potencial de se transformar em ponta do sistema, seja pela extensão do consumo registrado na ponta ou pelo simples deslocamento do consumo que ocorre na ponta, principalmente com a implantação da tarifa horária.

105. A Tabela 12 apresenta a distribuição do consumo por posto tarifário, para diversas faixas de consumo residencial em baixa tensão.

Tabela 14 – Concentração de carga por intervalos horários.

Energia Consumida (kWh/mês)	Posto Ponta 18-21 hs	Posto Fora de Ponta 22-17 hs	Posto intermediário 17-18 e 21-22
0-80	12,81%	10,62%	76,57%
80-160	12,00%	10,94%	77,06%
160-220	14,82%	12,58%	72,60%
220-500	18,70%	12,74%	68,55%
500-1.000	15,59%	12,93%	71,48%
>1.000	17,01%	12,76%	70,23%

106. Adicionalmente são apresentadas na Figura 13 as curvas de carga médias segregadas por faixa de consumo. Observa-se que para a classe residencial existe uma concentração de carga no período imediatamente anterior à noite ou início da noite, características da iluminação residencial e uso do chuveiro elétrico.

III.5.3.3 Tipologia Rural

107. Os custos para o atendimento a cargas rurais são mais onerosos do que o consumo residencial, quer sejam os custos de investimentos ou os de operação e manutenção. Em parte isso é explicado pelo fato da carga ser dispersa, que implica maior quantitativo de ativos para atendimento de uma unidade de energia se comparado ao atendimento ao residencial urbano.

108. Da mesma forma os custos de operação e manutenção são mais onerosos do que os custos com atendimento residencial urbano. Justifica-se pela maior dificuldade de acesso e maiores distâncias percorridas para atendimento de alguma ocorrência.

109. Não obstante as particularidades supracitadas observam-se similaridades com a tipologia de carga do consumidor residencial urbano, sobremaneira com relação ao horário de ponta. A Figura 14 ilustra a tipologia de carga do consumidor rural.

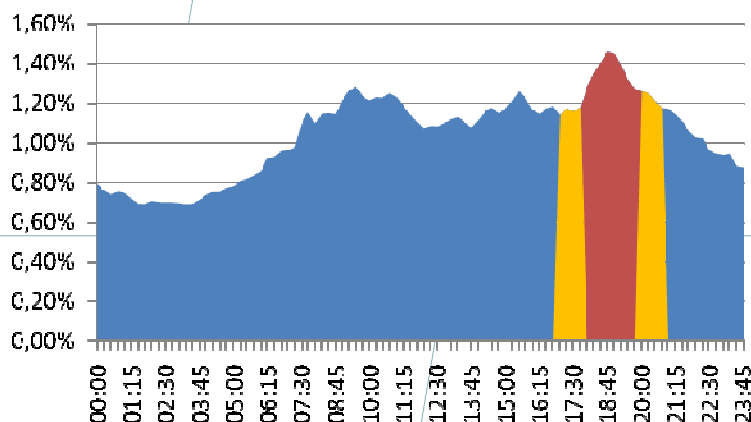
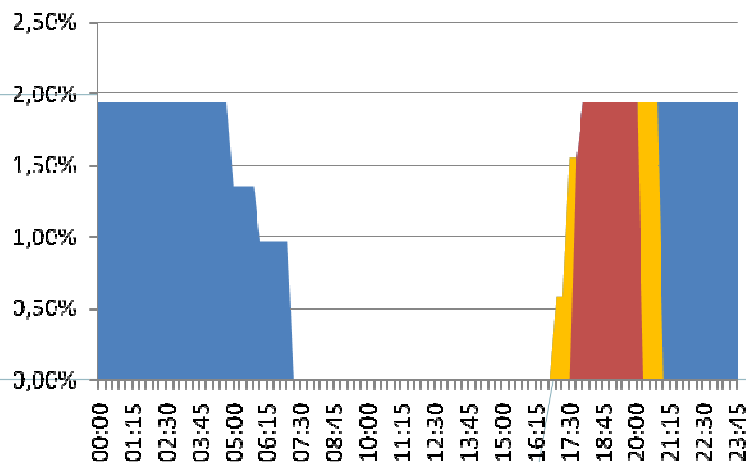


Figura 15 – Tipologia de consumidor Rural.

110. O horário de ponta do consumidor rural coincide com o do consumidor residencial urbano. Ademais, o consumidor rural possui perfil de consumo nos postos tarifários similares ao consumidor residencial urbano nos postos fora de ponta, patamar intermediário e posto fora de ponta, 13,35%, 9,54% e 77,12%, respectivamente. Dessa forma sugere-se que seja dado tratamento similar ao consumidor residencial urbano.

III.5.3.4 Tipologia da Iluminação Pública

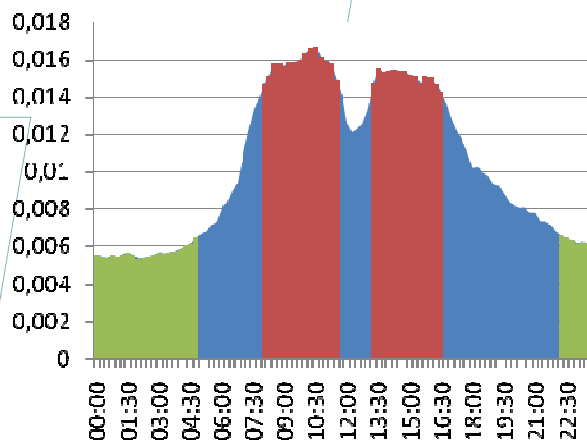
111. A Figura 15 ilustra uma curva de carga típica da iluminação pública.

**Figura 16 – Tipologia de Iluminação Pública.**

112. Os percentuais de consumo são de 19,03%, 12,04% e 68,93%, respectivamente, para ponta, patamar intermediário e posto fora de ponta. Considerando que os sistemas de Iluminação são rígidos com relação ao horário de consumo; que o percentual de consumo na ponta é relativamente alto, não se vislumbra ganho na modalidade tarifária horária. Adicionalmente, ressalta-se que a maior parte dos sistemas de iluminação pública não possui medição, o que torna sua implantação, em muitos casos, inviável.

III.5.3.5 Tipologia Industrial e Comercial da Baixa Tensão

113. A Figura 16 ilustra uma curva de carga típica do consumidor industrial de baixa tensão. Diferentemente do consumo residencial, utilizado para o bem-estar, o consumo industrial obedece ao horário estabelecido por critérios produtivos, fisiologia do trabalho, legislação trabalhista etc. A Figura apresenta carga inferior a 40% do carregamento máximo da rede (área verde) e carga superior a 85% do carregamento máximo da rede (área em vermelho). Observe que os horários coincidem com o horário de adicional noturno urbano, das 22:00 hs às 05:00 hs e jornada de trabalho convencional dos trabalhadores, respectivamente.

**Figura 176 – Tipologia do consumidor industrial Baixa Tensão.**

114. Destarte, para uma mudança significativa da ponta dos sistemas de baixa tensão é necessária uma mudança da jornada de trabalho ou de processos produtivos. Ademais, existe uma boa complementaridade entre o consumo industrial de baixa tensão e o residencial de baixa tensão.

115. Os custos associados com a mudança de padrões de consumo são um problema especialmente relevante para as empresas. As que querem participar de tarifas no formato TOU, mas que têm operações inflexíveis, necessitam alterar o horário normal da jornada de trabalho. Isso pode resultar em custos elevados devido à revisão dos horários de trabalho e pagamento de adicionais, tal como o noturno e horas-extra.

116. A Figura 17 ilustra uma curva de carga típica do consumidor comercial de baixa tensão. Da mesma forma que o industrial o comercial obedece à normas municipais que regulam o horário de atividades do comércio. Observe que apresenta carga superior a 85% do carregamento máximo da rede (área em vermelho). Destarte, há certa rigidez na mudança dos hábitos de consumo nos consumidores comerciais.

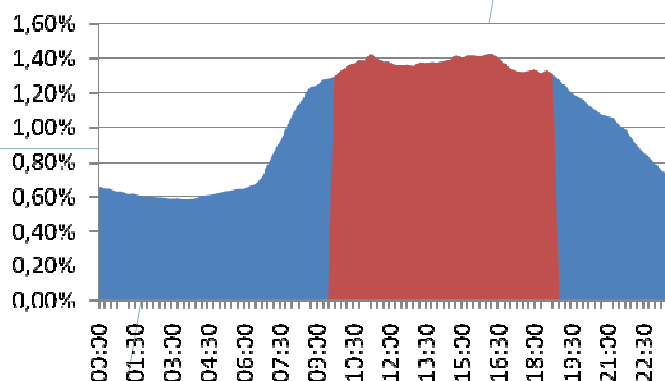


Figura 18 – Tipologia do consumidor comercial baixa Tensão.

III.5.3.6 Avaliação de Resposta de Mercado

117. São escassos os dados públicos sobre a resposta da demanda frente a sinais de preço horários. Todavia, como forma de orientar possíveis respostas ao sinal horário de preço foram tomados os resultados dos estudos realizados pelas distribuidoras CPFL-paulista, COPEL e AES-Sul. Os resultados das duas primeiras distribuidoras encontram-se em Lamin (2009)³¹, o terceiro foi apresentado no processo de Consulta Pública nº 11/2009 pela Empresa AES-Sul.

³¹ LAMIN, Hugo. **Medição eletrônica em baixa tensão: Aspectos regulatórios e recomendações para Implantação**. Dissertação de mestrado submetida ao departamento de engenharia elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília - UnB, 2009;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

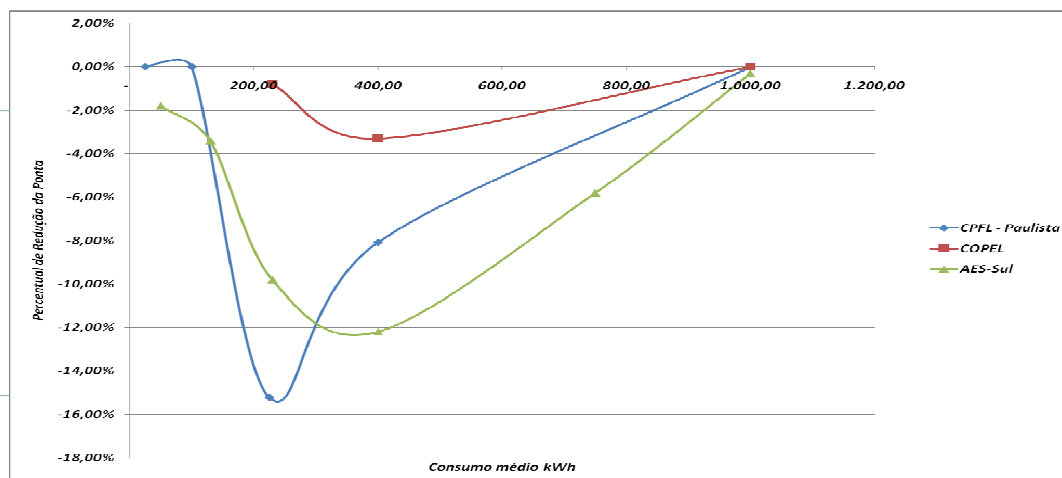


Figura 18 – Resposta do Mercado frente ao sinal de preço.

118. Tendo em vista que a energia elétrica é um bem normal, em regra espera-se que o consumo esteja positivamente correlacionado com a renda. Por sua vez, em relação ao sinal de preço, observa-se, pela figura acima, que para consumidores com consumos extremos a resposta ao sinal de preço é pequena. Consumidores com pouco consumo tendem a utilizar proporcionalmente cargas essenciais, enquanto que grandes consumidores residenciais tendem a ter maior renda e menor resposta ao sinal de preço.

III.6 CONTRIBUIÇÕES DA SOCIEDADE NA CONSULTA PÚBLICA – CP 011/2010

119. A Nota Técnica nº 219/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 14 de julho de 2010, disponibilizada na consulta pública 011/2010, apresentou a Proposta de Alteração da Metodologia de definição da Estrutura Tarifária Aplicada ao Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil. Foi questionada a possibilidade de criar nova modalidade tarifária para a baixa tensão com sinais de preço, com vistas a colher contribuições da sociedade, *ad litteris*:

136. É nesse cenário que surge este assunto como ponto de discussão, pelo qual o órgão regulador procura colher sugestões e estudos da sociedade sob a adoção de uma modalidade tarifária que induza eficiência no segmento de Baixa Tensão, em especial por variação no tempo.

120. Durante o processo de consulta pública as contribuições apresentadas foram ricas em conteúdo e colaboraram na proposição da metodologia ora apresentada. Em apertada síntese são apresentadas.

- Ministério da Fazenda – SAE: a proposta é positiva, existe maior potencial para as classes B1 e B2;
- AES-Sul: é indiferente a aplicação das tarifas monômnia e binômnia, desde que com vários postos tarifários; a aplicação da tarifa horária deve ser compulsória; grande aceitação por parte do mercado;
- Daimon: a proposta é positiva; a TUSD deve ser aplicada em energia, sob a forma monômnia;

- Mercados de Energia: a proposta é positiva; a aplicação das tarifas horária para a baixa tensão promoverá incentivos à termoacumulação; muitos países adotam blocos crescentes como alternativa à aplicação da tarifa horária para a tarifação da baixa tensão;
- TR-Consultoria: a proposta é positiva; redução de custo de capital compensa os custos com a implantação das tarifas; promoverá incentivos à termoacumulação e condicionamento ambiental; os custos com medição devem ser compartilhados com todos consumidores; e
- Cemig: a proposta é positiva.

III.7 PROPOSIÇÃO DA MODALIDADE TARIFÁRIA BRANCA

121. A Estrutura Tarifária horária proposta consiste em duas modalidades tarifárias:

- modalidade convencional: monômnia, com um preço de consumo de energia em R\$/MWh sem distinção horária, como atualmente já é praticado;
- modalidade branca: monômnia, com três preços de consumo de energia em R\$/MWh, de acordo com os postos tarifários.

122. O enquadramento nas modalidades tarifárias será a critério do consumidor, de acordo com as limitações que serão abordadas na sequência. A nova modalidade proposta torna-se vantajosa para consumidores com a flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico. Este grupo terá a denominação de tarifa branca.

123. Os postos tarifários serão denominados de: posto de ponta, intermediário e fora de ponta. O posto de ponta será aplicado conforme o disposto na Resolução Normativa n.º 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada, *in verbis*:

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

124. Por sua vez o intermediário será definido como o período de 2 (duas) horas, sendo 1 (uma) hora imediatamente anterior ao horário de ponta e 1 (uma) hora imediatamente posterior ao horário de ponta. Já o fora de ponta será definido como o horário complementar ao de ponta e ao intermediário.

125. O intuito do posto intermediário é o de evitar o deslocamento das cargas da ponta para picos adjacentes. Ademais, as tarifas estarão mais próximas dos custos reais, variáveis ao longo do dia.

126. As relações ponta/fora de ponta e intermediário/fora de ponta serão definidas como 5 (cinco) e 3 (três), respectivamente, para a tarifa de uso do sistema de distribuição, excluído eventual sinal horário na energia. No processo de revisão tarifária será definida a constante **kz**, relação entre a tarifa do posto fora de ponta da modalidade branca e a tarifa convencional, que será necessariamente menor que a unidade.

127. Este trabalho não tolhe possíveis proposições de períodos de ponta pela sociedade em audiência pública de cada processo de revisão tarifária periódica, e que estarão sujeitas à aprovação da

ANEEL. Dessa forma, serão admitidas alterações nas relações supracitadas e na duração do posto intermediário. Ademais, a relação entre as tarifas do patamar intermediário e fora de ponta e entre ponta e fora de ponta pode ser idêntica, de modo a suprimir os efeitos do patamar intermediário.

128. A modalidade tarifária branca opcional abrangerá o subgrupo residencial com consumo médio mensal maior do que 200 kWh, de acordo com o plano de substituição de medidores a ser definido pela ANEEL³². Essa seletividade da faixa de consumo visa atingir o mercado com consumo essencial relativamente baixo. Consumidores residenciais com consumo maior do que 500 kWh serão enquadrados compulsoriamente na tarifa branca, seguindo o plano de substituição de medidores, pois, considerando a energia como um bem normal, espera-se uma maior apropriação do excedente do consumidor.

129. Ademais, a modalidade tarifária branca opcional será aplicada ao subgrupo comercial e industrial (B3) sem distinção de consumo. Por outro lado, consumidores com consumo acima de 2.000 kWh serão enquadrados compulsoriamente na tarifa branca, seguindo o plano de substituição de medidores. Espera-se que essa modalidade possa incentivar novas tecnologias e processos mais eficientes ao sistema elétrico. A tarifa branca estará mais próxima dos custos reais, imputados ao sistema elétrico, do que a tarifa convencional. Característica desejável para consumidores com alto consumo relativo.

130. Cabe ressaltar que as unidades consumidoras que utilizam a rede intensivamente no período de ponta e patamar intermediário terão incentivos a permanecer na modalidade convencional, caso não consigam modular sua carga. A Figura 19 apresenta percentual de redução da fatura em função da relação ao perfil de consumo e kz. Foram utilizadas as curvas de carga das campanhas de medição utilizadas no segundo ciclo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica para obter as funções de regressão linear apresentadas.

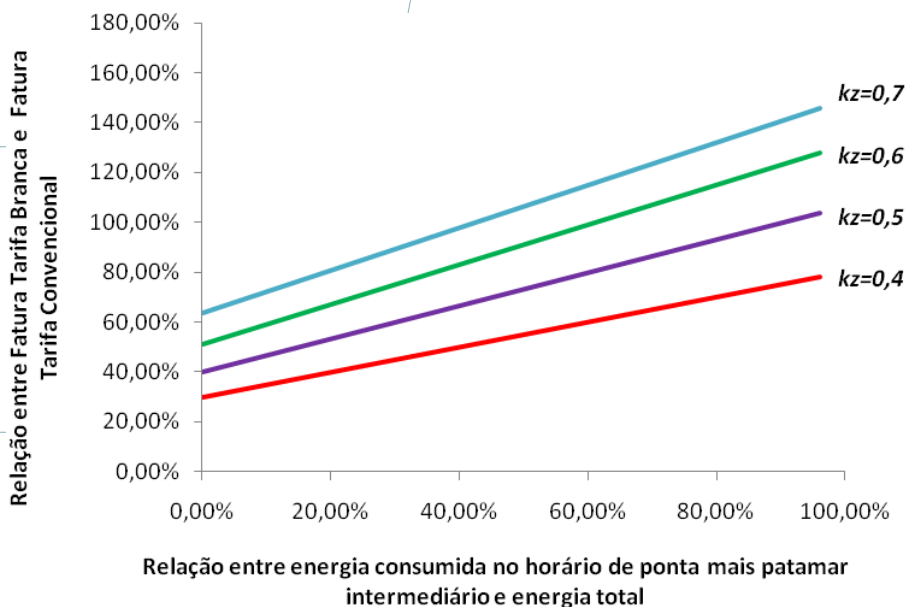


Figura 19 - Percentual de redução da fatura em função relação ao perfil de consumo e kz.

³² O plano de substituição de medidores será tratado em Audiência Pública específica. Maiores detalhes acessar a Audiência Pública nº 043/2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

131. A título de exemplo, com base na Figura 19, considere um consumidor que apresenta 40% do consumo total no horário de ponta e intermediário, combinado com uma tarifa construída com um k_z – relação entre a tarifa fora de ponta da modalidade tarifária branca e a tarifa convencional – de 0,5. Dessa forma, por meio de uma análise estática, pode-se concluir que a fatura do consumidor na modalidade tarifária branca representaria cerca de 60% da fatura na modalidade tarifária convencional.

III.8 MUDANÇAS NO HÁBITO DE CONSUMO

132. Neste tópico passa-se à análise nas mudanças tecnológicas que podem ser induzidas pela aplicação de tarifas com diferenciação horária para a baixa tensão. Com a aplicação gradativa da modalidade tarifária branca esperam-se mudanças nos hábitos de consumo e consequente alteração do perfil de consumo, em benefício da redução do custo médio do serviço de distribuição.

133. A efetiva aplicação da tarifa branca desenvolverá tecnologias muitas vezes inviáveis pela inexistência de tarifas que expressem o real custo horário dos serviços de distribuição. A seguir analisam-se, de forma simplificada, exemplos de tecnologias que poderão ser desenvolvidas, tais como:

- Equipamentos inteligentes;
- Veículos elétricos;
- Termoacumulação;
- Aquecimento de água; e
- Medição eletrônica.

III.8.1 Equipamentos inteligentes

134. No âmbito residencial os dispositivos de controle dinâmico ou gerenciadores de energia procuram alternar e desligar os aparelhos em resposta a mudanças no equilíbrio entre oferta e demanda na rede elétrica ou em resposta aos preços. Esses dispositivos podem ser adaptados aos aparelhos já existentes ou instalados quando fabricados, por isso denominados de aparelhos inteligentes. Os dispositivos mais adequados são os eletrodomésticos, como geladeiras, condicionadores de ar e aquecedores de água, que funcionam em ciclos (ligado/desligado). Atualmente, esses dispositivos têm aplicação no setor industrial e de grandes consumidores.

III.8.2 Veículos elétricos

135. São fonte potencial de grande alteração nos hábitos de consumo, todavia dependem da política a ser desenvolvida pelo governo e que pode implicar mudanças significativas no sistema elétrico brasileiro. Um desafio para o desenvolvimento da frota de veículos elétricos é a logística para seu abastecimento. Inevitavelmente, a tecnologia irá alterar os hábitos de consumo, com consequente alteração do perfil de carga. Estima-se que a carga dos veículos será realizada no período noturno ou durante o período de trabalho ou de aula, com duração maior do que uma hora, em tensão secundária de distribuição. Destarte, espera-se que a recarga dos veículos elétricos ocorra em períodos fora da ponta do sistema

elétrico, período onde os custos imputados ao sistema de distribuição são menores, razão pela qual a modalidade tarifária branca adquire grande relevância³³.

III.8.3 Aquecimento de água

136. O chuveiro possui carga altamente concentrada na ponta do sistema elétrico. A pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso – ano base 2005, realizado pelo PROCEL/Eletrobrás³⁴ apontou que 73,5% dos entrevistados utilizam o chuveiro elétrico para o banho. Ademais, indicou os hábitos de consumo do chuveiro elétrico, tal como o quantitativo de pessoas por chuveiro elétrico e o tempo médio de uso, Figuras 19 e 20, respectivamente.

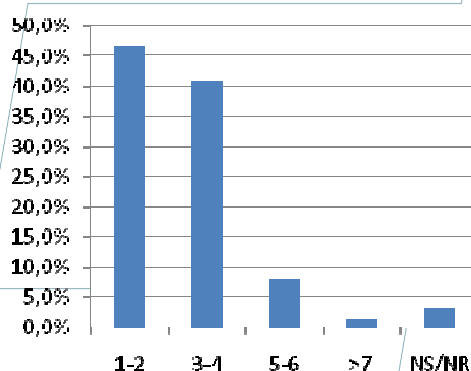


Figura 20 – Número de pessoas por chuveiro.

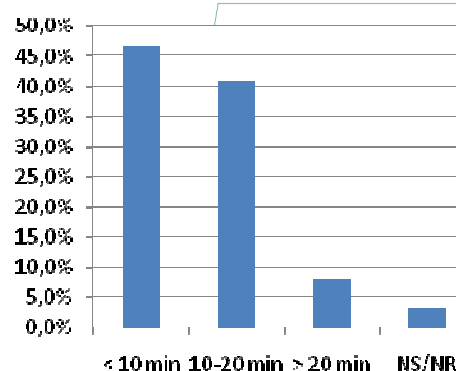


Figura 21 – Tempo de pessoa por banho.

137. A pesquisa indicou a reação do consumidor à tarifa de ponta. Cerca de 50% dos entrevistados indicaram predisposição a não utilizar o chuveiro elétrico no período de ponta caso a tarifa dobrasse, conforme Tabela 13.

Tabela 12 – Se a tarifa fosse o dobro no horário de ponta, evitaria tomar banho nesse período.

Classe de consumo	Sim	Não	Uns sim, outros não	NS/NR	Não possuem chuveiro elétrico
0 a 200	48,10%	8,90%	3,40%	9,10%	30,50%
201 a 300	52,60%	10,00%	5,80%	14,80%	16,80%
> 300	43,50%	11,90%	6,60%	15,90%	22,20%
Total	48,10%	9,50%	4,30%	11,10%	26,90%

138. A Tabela 14 apresenta a predisposição para substituir o sistema de aquecimento de água elétrico para solar, para a modalidade tarifária convencional. Observa-se que existe boa predisposição para substituir o aquecimento por energia elétrica pelo sistema de aquecimento solar. A aceitação tende a se intensificar com a opção da modalidade tarifária branca.

³³ FEEC/UNICAMP; AES-Eletropaulo. **Medidores inteligentes de energia para carregadores de baterias de veículos elétricos.** Projeto submetido ao P&D ANEEL, 2007.

³⁴ ELETROBRAS. **Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo de Energia.** Obtido no site www.eletrobras.com. Acesso em 05.11.2010. Rio de Janeiro: 2005.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Tabela 134 - Predisposição para substituir o sistema de aquecimento de água elétrico para solar.

	Sim	Não	Depende do Custo	NS/NR
Brasil	21,2%	45,7%	15,9%	17,2%
Norte	4,5%	32,0%	4,5%	59,0%
Nordeste	14,3%	45,1%	11,7%	28,9%
Centro-Oeste	6,9%	45,4%	38,8%	8,9%
Sudeste	32,5%	42,8%	13,3%	11,4%
Sul	7,1%	54,4%	19,6%	18,9%

139. Ademais, a implantação da tarifação horária para a baixa tensão pode viabilizar a implantação de sistemas de aquecimento solar. Em geral, existem programas de incentivo à eficiência energética em sistemas de iluminação e refrigeração. A criação de modalidade tarifária opcional em baixa tensão aumenta a viabilidade de investimentos em sistemas de aquecimento solar. Não se espera esgotar o tema, tampouco analisar as alternativas mais adequadas para faixas de consumo ou de renda, mas analisar relativamente a redução do tempo de retorno de sua implantação ao se aplicar a tarifa horária.

- Custo do equipamento instalado: R\$ 3.600,00;
- Produção média mensal de energia: 126,2 kWh;
- Tarifa de energia + TUSD convencional: 0,40 R\$/kWh;
- Taxa mínima de atratividade: 8% ao ano;
- Tempo de Retorno do Investimento considerando a tarifa convencional: 8,38 anos.

140. No caso da avaliação da viabilidade para a tarifa horária para a baixa tensão é necessário assumir algumas premissas, tal como a energia consumida nos diversos postos tarifária, baseada nas curvas típicas de carga residencial. Ademais, é necessário arbitrar as relações ponta fora de ponta e patamar intermediário fora de ponta em 5 e 3, respectivamente, conforme dados a seguir.

- Produção média mensal de energia na ponta: 12%;
- Produção média mensal de energia patamar intermediário: 6%;
- Produção média mensal de energia fora de ponta: 9%;
- Tempo de Retorno do Investimento considerando a tarifa horária: 4,43 anos;

141. Observa-se que o tempo de retorno do investimento reduz significativamente.

III.8.4 Termoacumulação

142. Denomina-se termoacumulação o sistema de produção e acumulação de gelo ou água gelada, para posterior uso em condicionamento ambiental. Com isso é possível: reduzir o tamanho dos equipamentos, com consequente redução dos investimento; deslocamento do consumo de energia da ponta para o período fora de ponta³⁵.

³⁵ Obtido no site www.eletrobras.com.br. Acesso em 08.11.2010.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

143. Exemplo de aplicação dos sistemas de termoacumulação são os *shopping centers*, que funcionam a plena carga no horário de ponta. Todavia, geralmente são atendidos em alta ou média tensão, já dispondo, portanto, de tarifas horárias.

144. Com a aplicação da modalidade tarifária branca espera-se incentivar a aplicação dos sistemas de termoacumulação em unidade consumidoras de menor porte, sobremaneira unidades comerciais com baixo fator de carga.

III.8.5 Medição eletrônica

145. Um dos vários benefícios da medição eletrônica é a viabilização de tarifas TOU. A despeito disso, no mercado existem outras tecnologias que também viabilizam a aplicação de tarifas horárias e de acesso, tais como medidores eletromecânicos com vários postos, ou limitadores de consumo.

146. Destarte, não se pode avaliar os benefícios da medição eletrônica somente pela viabilidade de flexibilização da tarifas tipo TOU estáticas. Outros benefícios são: monitoração da qualidade do serviço, qualidade de tensão, redução de fraudes, aplicação de pré-pagamento, aplicação de tarifas TOU dinâmicas, entre outros.

147. Ademais, a medição eletrônica proporciona benefícios financeiros à sociedade, pois viabiliza a aplicação de tarifas que induzirão o consumo mais racional, na dimensão da eficiência dos sistemas de distribuição e transmissão. Outro benefício é a redução dos custos operacionais das distribuidoras (ex.: medição, religações), que será repassado aos consumidores nas revisões tarifárias periódicas.

148. O exemplo apresentado na tabela 15 avalia, de modo simplificado e assumindo várias premissas, o tempo de retorno do investimento do medidor eletrônico, estimado em R\$ 200,00 e uma taxa mínima de atratividade de 8% a.a. Para tanto foram utilizados os dados encaminhados como contribuição à consulta pública 011/2010, encaminhados pela Cemig e AES-Sul, que indicam à resposta do mercado ao sinal de ponta e patamar intermediário por faixa de consumo.

Tabela 14 – Tempo de retorno de um investimento em medição de baixa tensão.

Faixa	<i>Pay Back</i> limite inferior da faixa	<i>Pay Back</i> limite superior da faixa
0-100	-	<i>nihil</i>
101-160	<i>nihil</i>	<i>nihil</i>
161-300	15,42	6,02
301-500	4,83	2,68
501-1.000	5,59	2,50
> 1.000	<i>nihil</i>	-

149. Nos cálculos foram considerados uma tarifa convencional de 0,40 R\$/kWh; tarifa horária de 0,83 R\$/kWh (ponta); 0,55 R\$/kWh (intermediária); 0,28R\$/kWh (fora de ponta); tipologia conforme Figura 11; e relação $\text{TUSD}/(\text{TUSD} + \text{Energia}) = 0,65$.

150. É evidente que existem outros benefícios da medição eletrônica não considerados na análise do investimento. Todavia, vislumbra-se um razoável retorno do investimento em medição para unidades consumidoras residenciais com consumos maiores do que 200 kWh.

151. Um exemplo de aplicação da medição eletrônica é viabilizar a aplicação das tarifas TOU dinâmicas. Nesses casos cargas seletivas podem ser automaticamente ligadas/desligadas de acordo com regras preestabelecidas. Para tanto, consumidores poderiam receber incentivos financeiros, tais como modalidades tarifárias com tarifas promocionais.

152. É o que ocorre com as Tarifas TOU dinâmicas oferecidas pela Pacific Gas & Electric nos EUA. Para tanto as empresas deveriam implantar gerenciadores de energia para reduzir a demanda de eletricidade, de acordo com aspectos operativos dos sistemas de distribuição ou transmissão, quando solicitado pela distribuidora ou transmissora. Os clientes são notificados com 30 minutos de antecedência e são obrigados a reduzir sua demanda máxima mensal em 15%. Outro exemplo, devido à escassez de energia, existe na África do Sul, que implementou um sistema de corte de carga remoto para aquecedores elétricos de água para períodos críticos de consumo.

153. Todavia, a evolução das tarifas deve ocorrer em etapas, garantindo a compreensão dos consumidores e a alteração gradativa dos hábitos de consumo. A avaliação das metodologias de construção das tarifas não é trabalho puramente matemático, depende, em última instância, da compreensão da sociedade, da análise crítica daqueles que contribuem efetivamente para o processo e também da forma de divulgação. Destarte, sugere-se a aplicação de tarifas TOU dinâmicas após a consolidação das tarifas TOU estáticas.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

154. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, art. 15, § 6º, assegura aos fornecedores e respectivos consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo Poder Concedente.

155. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º, com a redação pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, art. 9º, estabelece incumbência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

156. O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e dos contratos de concessão, nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

157. O Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, art. 1º, parágrafo 1º, estabelece que na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição a que se refere este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

158. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, alterou o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, destacando, dentre as competências da ANEEL o estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão.

159. Neste sentido, os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica estabelecem na cláusula que trata das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços que a ANEEL, de acordo com cronograma previsto no contrato, procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia. Em igual forma prevê mecanismos de reajuste periódicos entre revisões.

V. DA CONCLUSÃO

160. Diante do exposto, esta Nota Técnica buscou apresentar as análises sobre o Tema de Estudo que tratou do sinal econômico para a baixa tensão a ser utilizado na Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição. Em resumo, as propostas apresentadas nesta Nota Técnica consistem em:

- i. Utilização de sinal econômico, por meio da modalidade tarifária branca, aplicado aos consumidores atendidos em baixa tensão;
- ii. fixação de 3 (três) postos tarifários, na modalidade monômnia;
- iii. fixar os critérios para definição das relações entre as tarifas nos postos de ponta, fora de ponta e intermediário;
- iv. fixar os limites para o enquadramento compulsório e facultativo à modalidade tarifária branca.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

161. Ante o exposto recomenda-se a submissão desta Nota Técnica à diretoria colegiada e posteriormente à Audiência Pública para recebimento de contribuições da sociedade.

LUIS CÂNDIDO TOMASELLI
Especialista em Regulação

Superintendência de Regulação Econômica – SRE

MARCIO ANDREY ROSELLI
Especialista em Regulação

Superintendência de Regulação Econômica - SRE

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação

Superintendência de Regulação dos Serviços de
Distribuição – SRD

RODRIGO SANTANA
Especialista em Regulação

Superintendência de Regulação dos Serviços de
Distribuição – SRD

De acordo,

DAVI ANTUNES LIMA

Superintendente de Regulação Econômica – SRE

PAULO HENRIQUE SILVESTRI LOPES

Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição