



**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E CONTABILIDADE
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

**TEORIA DE PREÇOS APLICADA À ENERGIA ELÉTRICA:
COMENTÁRIOS SOBRE A TARIFA BRANCA.**

NATÁLIA MOURA DE OLIVEIRA

**Brasília
2014**

Resumo

Este trabalho tem o objetivo de discutir a modalidade tarifária branca à luz da teoria econômica de precificação. Para isso, apresentamos as teorias de preço em monopólios naturais e em sistemas sujeitos a grandes variações de demanda ao longo de um período, características do setor de energia elétrica. Em seguida, a modalidade tarifária branca será detalhada. Por fim, analisaremos estudos sobre a elasticidade preço da demanda de energia elétrica residencial para analisar se a adoção da tarifa branca se justifica.

SUMÁRIO

Introdução	3
Considerações Teóricas	3
O preço da eletricidade	9
Investigação sobre a eficiência das tarifas horárias	10
Aplicação de tarifas horárias	13
Modalidade tarifária branca	14
O que esperar da tarifa branca?	16
Referências bibliográficas	23

Introdução

Este trabalho tem o objetivo de discutir a modalidade tarifária branca à luz da teoria econômica de precificação. Para isso, inicialmente serão apresentadas as teorias de preço em mercados com as características do setor de energia elétrica. Em seguida, a modalidade tarifária branca será detalhada. Por fim, analisaremos estudos sobre a elasticidade preço da demanda de energia elétrica residencial para discutir se a adoção da tarifa branca se justifica.

Considerações teóricas¹

O mercado de distribuição de energia elétrica é caracterizado como um monopólio natural, ou seja, para qualquer volume de produção, o custo da indústria é minimizado quando apenas uma firma presta o serviço. Isto equivale a dizer que:

$$C(Q) < C(q_1) + C(q_2) + C(q_3) + \dots + C(q_n) \quad (1)$$

Onde:

$C(x)$: custo de produção da quantidade x

q_i : quantidade produzida pela firma i

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i$$

A classificação como monopólio natural se dá pela existência de retornos crescentes de escala na prestação do serviço de distribuição. Para entrar no mercado, uma firma deve instalar uma rede que permita o transporte da energia até os consumidores, o que requer investimentos iniciais onerosos. Uma vez instalados os equipamentos, o custo para atender um consumidor adicional é muito inferior ao incorrido para entrar no mercado. A função de produção da distribuição apresenta a seguinte propriedade:

$$f(ay_1, ay_2, \dots, ay_n) > af(y_1, y_2, \dots, y_n), \forall a > 1 \quad (2)$$

Onde:

y_1, y_2, \dots, y_n são as quantidades necessárias dos n insumos

¹ Esta seção se baseia no livro "A estrutura tarifária de energia elétrica. Teoria e aplicação", de Fábio El Hage, Lucas Ferraz e Marco Delgado.

A existência de economias de escala implica em custos médios decrescentes com o volume de produção, já que o custo médio, dada a quantidade q_i , será sempre superior ao custo marginal:

$$CM(q_i) = \frac{F}{q_i} + c; \quad (3)$$

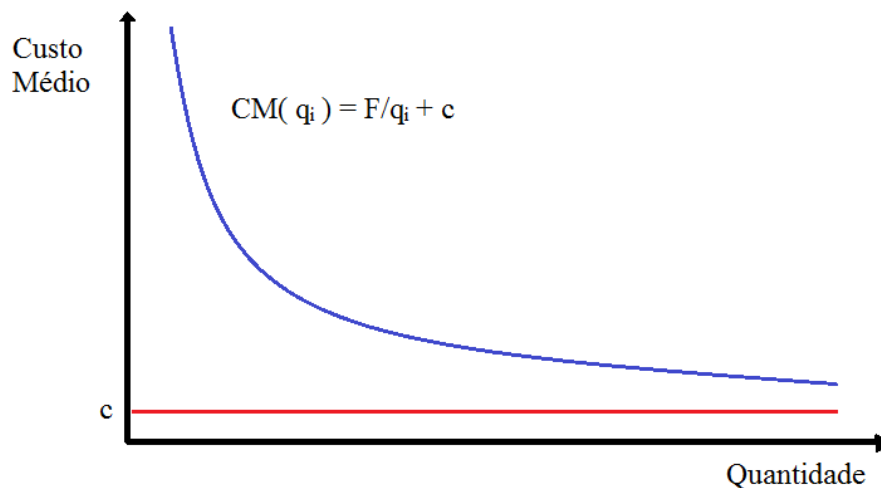
$$CM(q_i) > c \quad (4)$$

Onde:

$CM(q_i)$: custo médio de produção da quantidade q_i ;

F : custos fixos de produção;

c : custo marginal de produção da quantidade q_i



Assim, conclui-se que custos marginais não são parâmetros adequados para precificar o produto de uma indústria na qual existam custos marginais decrescentes, pois não são suficientes para cobrir os custos totais da firma.

Para enfrentar esse problema, Coase (1946) propôs uma tarifação não linear, conhecida como tarifa em duas partes: uma parcela fixa, a tarifa de acesso, e uma parcela variável. A solução de Coase é aplicada pela Aneel² na elaboração das modalidades tarifárias disponíveis para os consumidores.

O problema mais comum com as tarifas de duas partes está na definição da tarifa de acesso. Como o mercado é composto por consumidores com diferentes níveis de renda, uma tarifa de acesso muito alta pode impedir o atendimento de consumidores de menor renda. Além das críticas sociais e políticas que poderiam

² Agência Nacional de Energia Elétrica, agência reguladora brasileira que tem como uma de suas atribuições calcular as tarifas de energia elétrica praticadas pelas distribuidoras de energia elétrica.

ser feitas a esse resultado, do ponto de vista econômico, esta seria uma alocação ineficiente.

Em um mercado com consumidores de diferentes níveis de renda, podemos supor curvas de demanda diferentes para cada tipo de consumidor. Para exemplificar, consideremos um consumidor grande e outro pequeno. Se a tarifa de acesso for superior ao excedente do consumidor pequeno, ele deixará o mercado. Como consequência, a quantidade consumida cairá, elevando consideravelmente o custo médio de produção. Este resultado é ruim não só para o próprio consumidor pequeno expulso do mercado, mas também para o consumidor grande, que terá que pagar um preço maior pelo produto, e para o produtor. Para evitar essa alocação ineficiente, pode ser interessante cobrar tarifas diferentes para consumidores diferentes.

Até aqui, não foram feitas ponderações sobre como os preços podem ser diferenciados para os consumidores. No entanto, existem vários mecanismos de discriminação de preços entre consumidores de um monopólio natural. São três as formas clássicas. Na discriminação de preços de primeiro grau, supõe-se que o produtor conheça a disponibilidade a pagar de cada um dos consumidores. Desse modo, o monopolista cobraria de cada consumidor exatamente o seu preço de reserva, se apropriando completamente do excedente do consumidor. Essa forma de discriminação de preços é estritamente teórica, dada a impossibilidade de o produtor ter as informações necessárias para aplicá-la. O mecanismo de discriminação de preços de segundo grau depende da quantidade consumida. Já a discriminação de preços de terceiro grau aplica a cada grupo de consumidores um preço diferente, de acordo com características qualitativas dos consumidores.

Embora as tarifas de duas partes representem um avanço na precificação da eletricidade, por si sós não são suficientes para atingir o melhor desenho tarifário possível. Existe mais uma particularidade importante do setor de distribuição de energia elétrica que precisa ser considerada.

Limitações tecnológicas impedem que a energia elétrica produzida seja armazenada de forma economicamente eficiente. Deste modo, toda a demanda por eletricidade deve ser atendida instantaneamente pelos ofertantes, já que a formação de estoques não é possível.

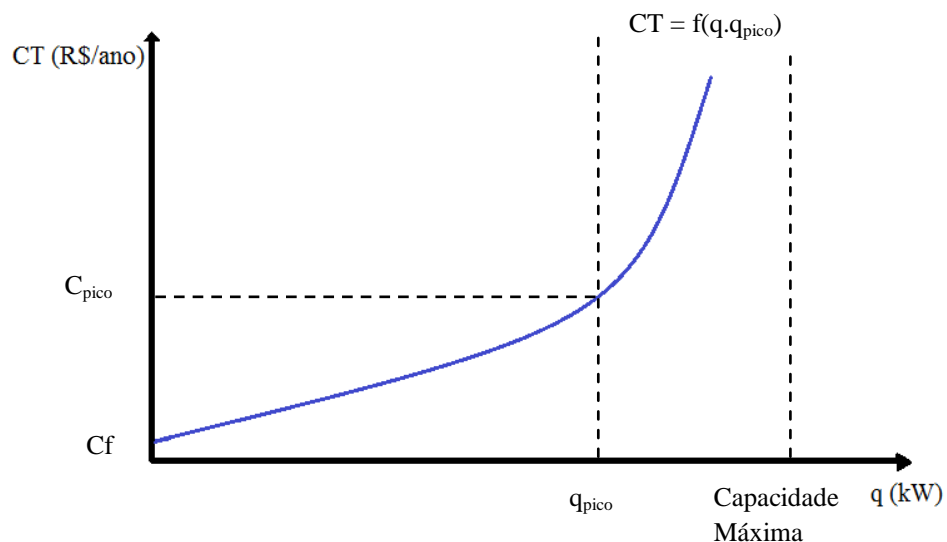
Essa característica impõe que os sistemas de geração, transmissão e distribuição devem ser projetados de forma a produzir e transportar o volume correspondente ao pico de demanda. Considerando que a demanda por energia elétrica apresenta grandes variações, tanto diárias quanto sazonais, é comum que sistemas de suprimento de energia só operem próximos à sua capacidade máxima por períodos curtos, tendo elevada capacidade ociosa no restante do tempo.

Boioteux (1960) foi um dos primeiros autores a estudar a fundo o problema da precificação da energia elétrica em períodos de demanda máxima, ramo que posteriormente ficou conhecido como Teoria da Precificação de Ponta (*Peak-load pricing theory*).

Para simplificar a exposição, considera-se a existência de apenas um gerador e uma distribuidora que suprem todo o mercado. A curva de custos totais é função da quantidade demandada (q) e da capacidade para a qual a rede foi projetada (q_{pico}), a demanda máxima esperada:

$$CT = f(q, q_{pico}) \quad (5)$$

Os custos desse sistema de suprimento se comportam da seguinte forma: independentemente da quantidade demandada, existem custos fixos; até a quantidade q_{pico} , os custos marginais crescem levemente; a partir de q_{pico} , os custos marginais crescem rapidamente, como ilustra o gráfico abaixo:



Considerando que os custos operacionais do sistema dependem principalmente dos custos de aquisição de energia, das perdas elétricas e de alguns outros custos de operação, é razoável supor que a capacidade do sistema não é tão relevante para a definição dos custos marginais até o volume de demanda de pico.

No entanto, conforme a demanda se aproxima da capacidade máxima do sistema, aumenta o risco de descontinuidade do atendimento, o que afetaria todos os consumidores. Isto equivale a dizer que o risco de desabastecimento de energia, embutido no preço, cresce rapidamente quando a demanda se aproxima do limite de capacidade de atendimento.

Como a demanda máxima atendida, em geral, é crescente no tempo, surge o problema de como expandir a rede para atender a demanda ao longo do tempo. No longo prazo, a solução ótima de custo é a curva tangente às curvas de custo de curto prazo para cada um dos momentos analisados.

No curto prazo, a curva de custos totais pode ser representada da seguinte forma:

$$C(q) = Cf + cmg \cdot q \quad \forall q < q_{pico} \quad (6)$$

Onde:

Cf: custos fixos;

Cmg: custos marginais de curto prazo (no nosso exemplo, custo de operação).

Já no longo prazo, a curva de custos precisa incluir também o custo de expansão, que é feito em grandes blocos de capacidade, representando custos fixos. Assim, no longo prazo, a derivada dos custos fixos em relação à capacidade operacional pode ser representada por:

$$\frac{dCf(q_{pico})}{dq_{pico}} = \beta \quad (7)$$

Onde:

$Cf(q_{pico})$: custos fixos em função da capacidade operacional q_{pico} ;

β : custo marginal de expansão

Considerando agora a função de custos de longo prazo, temos:

$$C(q_{pico}) = Cf(q_{pico}) + cmg(q_{pico}) \cdot q_{pico} \quad (8)$$

Como já discutido em parágrafo anterior, é possível desconsiderar a influência da dimensão do sistema sobre os custos marginais, o mais importante é saber se a

demanda está próxima à capacidade máxima. Assim, substitui-se $cmg(q_{pico})$ por cmg .

Derivando a função anterior, temos:

$$\frac{dC(q_{pico})}{dq_{pico}} = \frac{dCf(q_{pico})}{dq_{pico}} + \frac{dcmg \cdot q_{pico}}{dq_{pico}} = \beta + cmg \quad (9)$$

O resultado é o custo marginal de longo prazo, que é composto pelos custos de expansão e de operação ($\beta + cmg$). Segundo Boiteux (1960), a precificação eficiente para o atendimento à demanda para o qual o sistema foi projetado (q_{pico}), é a precificação pelo custo marginal de longo prazo. Se forem considerados retornos constantes de escala no longo prazo, o custo marginal de longo prazo é suficiente para operar e expandir o sistema, garantindo o equilíbrio.

Diante desses resultados, Boiteux sugere que dos consumidores que demandam potência nos períodos de ponta devem ser cobrados preços iguais aos custos marginais de longo prazo (operação e expansão), enquanto dos consumidores que demandam potência em períodos de menor solicitação do sistema deve ser cobrado apenas o custo marginal de curto prazo (operação).

Se o método de precificação de Boiteux for aplicado, são possíveis duas situações distintas, a depender de como os consumidores reagirão a sinais de preços. Caso o período de ponta se mantenha inalterado após a adoção de tarifas mais elevadas, estaremos diante de um caso de ponta firme (*firm peak case*). Por outro lado, se o período de demanda máxima se desloca, teremos um caso de inversão de ponta (*shifting peak case*).

Enquanto a solução de Boiteux é adequada para o caso de ponta firme, a inversão de ponta é ineficiente do ponto de vista econômico, pois a expansão seria cobrada apenas da parcela da demanda que impõe menos custo ao sistema. Diversos autores, como Eckel (1987) e Steiner (1957) estudaram o problema e chegaram à mesma solução ótima. No entanto, a demonstração de Joskow (2007) é a de mais fácil compreensão, motivo pelo qual será exposta a seguir.

Definem-se as demandas $q_1(p_1)$, a demanda no período 1, e $q_2(p_2)$, a demanda no período 2, sendo $q_1(p_1) > q_2(p_2)$ para qualquer preço p . O bem-estar social máximo, L^* , será dado por:

$$L^* = S(q_1) + S(q_2) - \beta \cdot q_0 - cmg \times (q_1 + q_2) + \mu_1 (q_0 - q_1) + \mu_2 (q_0 - q_2) \quad (10)$$

Onde:

$S(q_1)$ é o excedente dos consumidores que consomem no período 1;

$S(q_2)$ é o excedente dos consumidores que consomem no período 2;

β é o custo marginal de expansão;

cmg é o custo marginal de operação;

q_0 é a capacidade do sistema;

μ_1 é o preço sombra da demanda no período 1; e

μ_2 é o preço sombra da demanda no período 2.

O resultado encontrado é:

$$p_1 = cmg + \mu_1 ;$$

$$p_2 = cmg + \mu_2 ;$$

$$\mu_1 = \mu_2 = \beta; e$$

$$q_1 = q_2 .$$

Da demonstração de Joskow, fica claro que a solução ótima para o caso de inversão de ponta é a aplicação de preços diferenciados para os períodos 1 e 2, de tal forma que as demandas q_1 e q_2 se igualem após a aplicação desses preços.

O preço da eletricidade

O produto energia elétrica não é adequadamente caracterizado apenas pela quantidade comercializada (integral das demandas instantâneas em um intervalo de tempo), a capacidade máxima posta à disposição de cada agente conectado ao sistema também tem papel relevante, já que é a demanda máxima que orientará a expansão do sistema. Para lidar com essa característica especial dos sistemas de suprimento de energia, em geral os consumidores são taxados por tarifas binomiais.

Uma parcela tem como variável a máxima potência demandada no período e a outra, a quantidade total de energia consumida.

No entanto, devido a limitações tecnológicas dos tradicionais medidores eletromecânicos, é comum que consumidores de baixa tensão paguem apenas tarifas monômias. Com o advento das redes inteligentes (smart grids), amplia-se o leque de opções de precificação, com alternativas mais aderentes ao custo real do produto.

No Brasil, são aplicadas praticadas tarifas monômias em baixa tensão, tanto na modalidade convencional quanto na modalidade tarifária branca.

Investigações sobre a eficiência das tarifas horárias

Embora o problema de precificação segundo tarifas horárias já tenha sido alvo de diversos estudos na literatura econômica, ainda existe dúvida se os consumidores realmente respondem aos sinais de preço contidos nas tarifas. Essa pergunta é especialmente relevante no caso da aplicação da tarifa branca, uma vez que a adesão à modalidade tarifária será voluntária.

Em uma análise de 34 estudos realizados sobre a resposta dos consumidores às tarifas horárias, Faruqi e Sergici (2013) investigaram a consistência dos resultados obtidos. No total, compõe a análise 163 “modalidades tarifárias”³, definidas pelos autores como uma combinação entre as tarifas cobradas nos períodos de pico e fora de pico, o tipo de tarifa horária adotada e o uso de tecnologias que auxiliam na redução do consumo em períodos de ponta. Os trabalhos analisados obtiveram resultados aparentemente muito distintos: em resposta à adoção de tarifas horárias, foram observadas reduções no consumo que variam entre 0% e 58%. A hipótese dos autores é que a razão entre as tarifas cobradas no período de pico e fora dele é o principal determinante da variação em magnitude da resposta dos consumidores às tarifas horárias.

Usando um modelo log-linear, os autores estimaram a resposta dos consumidores às tarifas horárias em função da razão entre as tarifas de ponta e fora de ponta.

³ No original, os autores denominam *treatments* cada um dos desenhos tarifários.

$$y = a + b * \ln(\text{razão entre tarifas}) + c * \ln(\text{razão entre tarifas} * \text{tecnologia}) \quad (11)$$

onde:

y : redução da demanda no horário de pico, expresso em percentual ;

$\ln(\text{razão entre tarifas})$: logaritmo natural da razão entre as tarifas praticadas no período de pico e fora dele;

$\ln(\text{razão entre tarifas} * \text{tecnologia})$: interação entre $\ln(\text{razão entre tarifas})$ e a variável dummy para tecnologias auxiliares (em que a tecnologia assume valor 1 quando são adotadas tecnologias auxiliares em conjunto com as tarifas horárias.

Os resultados são reproduzidos na tabela abaixo retirada do artigo original:

Tabela 1: Resposta da demanda a tarifas horárias segundo Faruqi e Sergici

Coeficiente	Regressão
Ln (Razão de preços)	0,051***
	0,011
Ln (Tecnologia)	0,056***
	0,008
Intercepto	0,045*
	0,020
R ² ajustado	0,372
Estatística F	49,02
Observações	163
Desvios padrão mostrados sob as estimativas	
*** p ≤ 0,001	
** p ≤ 0,01	
* p ≤ 0,05	

Os resultados revelam que quando a razão entre as tarifas de ponta e fora de ponta aumenta, a redução da demanda é maior. Além disso, o coeficiente positivo e estatisticamente significativo de $\ln(\text{price ratio} * \text{tech})$ indica que o uso de tecnologias auxiliares potencializa a resposta dos consumidores. O R² de 0.372 mostra que aproximadamente 37% da variação da variável dependente pode ser explicada pelas

variáveis independentes. Os autores observam que alguns dos dados são *outliers*. Para minimizar o impacto dessas observações sobre os parâmetros da regressão, foi usado um estimador-MM. Os resultados da regressão com estimadores-MM são mostrados a seguir:

Tabela 2: Resultados da regressão com estimadores-MM

Coeficiente	Regressão
Ln (Razão de preços)	0,054***
	0,011
Ln (Tecnologia)	0,054***
	0,008
Intercepto	0,027
	0,016
Número de outliers	3000
Observações	163

Desvios padrão mostrados sob as estimativas

*** p 0,001

** p 0,01

* p 0,05

Os autores concluem que a magnitude da resposta cresce conforme a razão entre as tarifas de ponta e fora de ponta aumenta, mas a taxas decrescentes. Quando tarifas horárias são adotadas em conjunto com tecnologias auxiliares, a resposta é potencializada. Embora os autores reconheçam que muitos outros fatores, tais como a duração do período de pico, o clima e o conhecimento dos

consumidores sobre as tarifas horárias influenciam a reação da demanda, eles apontam que os resultados de diversos estudos são consistentes e indicam que a adoção de tarifas horárias provoca uma redução da demanda nos horários de pico.

Aplicação de tarifas horárias⁴

Como explicado em parágrafos anteriores, sistemas de distribuição devem ser dimensionados para atender à demanda máxima, ainda que sua capacidade total seja utilizada apenas por um curto período e parte dos ativos não sejam usados durante a maior parte do tempo. Quanto mais ativos ociosos, maior será a relação entre custo e quantidade consumida.

No intuito de corrigir essa distorção, reguladores em diversas partes do mundo aplicam tarifas diferenciadas de acordo com a hora do dia em que ocorre o consumo, conhecidas como tarifas horárias (TOU, do inglês *Time of Use*). Tais tarifas podem ser classificadas como estáticas, em que a resposta da demanda ao preço depende de uma ação do consumidor, ou dinâmicas, quando a própria rede de distribuição se comunica com os equipamentos elétricos do consumidor e envia sinais automaticamente para reduzir o consumo em períodos críticos. Existe ainda a possibilidade de tarifas que refletem os custos da energia a cada momento, os chamados preços em tempo real (*Real Time Pricing*).

No Brasil, as tarifas horárias são aplicadas para média e alta tensão, nas modalidades horárias verde e azul. Em períodos definidos como fora de ponta, as tarifas são idênticas. Já nos períodos de ponta, as tarifas da modalidade verde são mais altas do que as da modalidade azul. Em compensação, consumidores que optam pela tarifa azul devem pagar uma taxa fixa pela demanda de potência em horários de ponta, que inexistente na modalidade verde. As modalidades foram desenhadas de tal forma que consumidores que usam pouca energia em horários de ponta se beneficiam ao aderir à modalidade verde, enquanto consumidores com maior demanda na ponta ficam em situação melhor ao optar pela modalidade azul. Para a baixa tensão, está sendo discutida a modalidade tarifária branca, que será apresentada em detalhes mais adiante.

⁴ Seção baseada nas notas técnicas n^{os} 361/2010-SRE-SRD/ANEEL e 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, ambas de 06 de dezembro de 2010.

Na Inglaterra⁵, consumidores de baixa tensão têm a sua disposição algumas modalidades tarifárias horárias: *Economy 7*, *Economy 10* e *Dynamic Teleswitching*. Na primeira modalidade, o período noturno tem tarifas mais baixas durante sete horas contínuas e tarifas mais altas do que as praticadas nos planos convencionais durante o restante do tempo. O horário de início de fornecimento e a relação entre as tarifas do período noturno e do período diurno variam entre as distribuidoras da energia. A modalidade *Economy 10* é semelhante à *Economy 7*, mas os períodos de tarifas mais baratas se dividem em três postos, um durante a tarde, um durante a noite e um durante a madrugada. Embora ambas as tarifas sejam TOUs estáticas, elas podem ser aplicadas de forma dinâmica, com auxílio de um dispositivo que permite ao distribuidor a desconexão remota de alguns equipamentos do consumidor. Nesse caso, temos as tarifas *Dynamic Teleswitching*.

Modalidade tarifária branca

Atualmente, a única modalidade tarifária disponível para consumidores atendidos em baixa tensão no Brasil é a chamada tarifa convencional, em que a energia consumida tem o mesmo preço em qualquer hora do dia ou dia da semana. Assim, embora o custo da energia seja diferente ao longo do dia, consumidores de baixa tensão não têm qualquer sinalização sobre os períodos em que o custo da energia é mais baixo e por isso não têm incentivos para ajustar seu consumo.

Para aprimorar as tarifas dos consumidores de baixa tensão, atualmente está em discussão na Aneel a modalidade tarifária branca. Nessa nova modalidade, existirão três postos tarifários: fora de ponta, intermediário e ponta. De acordo com a agência reguladora, a existência de um posto intermediário se justifica para evitar que uma eventual redução do consumo no período de ponta se desloque para as horas adjacentes.

Segundo o submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)⁶, o posto tarifário ponta é definido como o período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando o perfil de consumo de seu sistema elétrico. O posto tarifário intermediário terá duas horas,

⁵ Fonte: <http://www.ukpower.co.uk>

⁶ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/PRORET%20Submódulo%207%201%20-%20Procedimentos%20Gerais.pdf>

uma imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao período de ponta. Por fim, o posto tarifário fora de ponta será composto pelas horas que não estiverem compreendidas nos outros postos tarifários.

As tarifas serão definidas de tal forma que a parcela da tarifa destinada a remunerar os serviços de transmissão e distribuição (TUSD⁷) do posto intermediário será três vezes superior ao do posto fora de ponta, enquanto a TUSD do posto ponta será cinco vezes superior à do posto fora de ponta. A razão entre as TUSD do posto fora de ponta e da modalidade convencional será representada pelo fator kz, que necessariamente será inferior à unidade.

Por padrão, o fator kz será definido como 0,55, mas será possível alterá-lo no processo de definição das tarifas de cada distribuidora se for constatado que existe um valor mais adequado de acordo com as especificidades de cada área de distribuição.

A parcela destinada a cobrir os custos de compra da energia (TE⁸) será mais cara apenas durante o período de ponta. No posto intermediário, serão praticadas as tarifas do período fora de ponta.

A tabela abaixo exemplifica algumas das tarifas residenciais definidas nos reajustes tarifários de 2014:

Tabela 3: Tarifas residenciais para algumas distribuidoras⁹

Distribuidora	Tarifa convencional (R\$/MWh)	Tarifa Branca(R\$/MWh)						Fator kz
		TUSD ponta	TUSD intermediária	TUSD fora de ponta	TE ponta	TE intermediária	TE fora de ponta	
Eletropaulo	TUSD 110,11	246,33	162,04	77,76			0,706203	
	TE 171,06	271,25	162,74	162,74				
	TOTAL 281,17	517,58	324,78	240,5				
Coelce	TUSD 184,12	487,78	306,64	125,49			0,681566	
	TE 175,1	306,64	162,66	162,66				

⁷ Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

⁸ Tarifa de Energia (TE)

⁹ Fonte: Resoluções Homologatórias n^{os} 1.759, de 03 de julho de 2014, (Eletropaulo); 1.711, de 15 de abril de 2014 (Coelce) e 1.700, de 07 de abril de 2014 (Cemig).

	TOTAL 359,22	TOTAL 794,42	TOTAL 306,64	TOTAL 288,15	
Cemig	TUSD 209,68	TUSD ponta 500,97	TUSD intermediária 319,79	TUSD fora de ponta 138,6	0,661007
	TE 186,64	TE ponta 295,34	TE intermediária 176,76	TE fora de ponta 176,76	
	TOTAL 396,32	TOTAL 796,31	TOTAL 496,55	TOTAL 315,36	

A adesão à modalidade tarifária branca será facultativa aos consumidores atendidos em baixa tensão, exceto para as unidades consumidoras classificadas como iluminação pública ou residencial de baixa renda, que não terão a opção de adotar a tarifa branca.

Unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, às quais a tarifa branca se destina, são enquadradas em uma das seguintes classes de consumo¹⁰, segundo sua atividade principal: B1 - residencial, B2 - rural, B3 - outras classes (nessa categoria, são incluídas unidades consumidoras industriais, comerciais, poder público e serviços públicos) e B4 - iluminação pública. Consumidores desta última categoria não terão a opção de migrar para a tarifa branca, uma vez que sua liberdade para alterar os horários de consumo é extremamente limitada.

O exercício de atividades diferentes dileneia hábitos de consumo de energia elétrica distintos. Enquanto consumidores comerciais, em geral, têm seu consumo concentrado durante o horário comercial, consumidores residenciais tendem a consumir mais durante períodos complementares, motivo pelo qual é necessário investigar o comportamento de cada classe separadamente. Este trabalho se concentrará na análise dos hábitos das unidades consumidoras integrantes da classe residencial, eleita por ser a única atividade atendida quase exclusivamente em baixa tensão. Como um futuro complemento a este trabalho, os hábitos de outras classes poderá ser estudado.

O que esperar da tarifa branca?

Até agora, foram apresentados os argumentos teóricos que justificam a adoção de tarifas horárias para a energia elétrica. Daqui para a frente, será feita

¹⁰ Fonte: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>, p.14

uma análise do desenho tarifário proposto para a tarifa branca, com comentários sobre as possíveis consequências da adoção de tarifas horárias para consumidores atendidos em baixa tensão.

A nota técnica nº 362/2010–SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010, da Aneel descreve o objetivo da tarifação horária:

"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."

Para saber se esse objetivo pode ser alcançado com consumidores residenciais, é necessário conhecer a elasticidade-preço da energia elétrica nesse segmento de consumo. Alguns trabalhos já se dedicaram ao cálculo dessa elasticidade para o Brasil. Mondiano (1984) foi o primeiro a usar técnicas econométricas para estimar a sensibilidade a preço da energia elétrica no país. O autor usou dados anuais entre 1963 e 1981 para estimar as elasticidades preço e renda para quatro classes de consumo: residencial, comercial, industrial e outros usos. As estimativas foram realizadas usando o método de mínimos quadrados com correção de correlação serial pelo método de Corchrane-Orcutt. Foram estimados dois modelos alternativos: o primeiro pressupõe ajustamento instantâneo e o segundo, parcial. Os modelos são apresentados abaixo, seguidos dos resultados para as elasticidades preço de longo prazo:

Modelo 1:

$$\log q_i = a_{0i} + a_{1i} \times \log y + a_{2i} \times \log p_i \quad (12)$$

Modelo 2:

$$\log q_i = \lambda_i \times a_{0i} + \lambda_i \times a_{1i} \times \log y + \lambda_i \times a_{2i} \times \log p_i + (1 - \lambda_i) \times \log q_{i-1} \quad (13)$$

Onde:

qi: demanda por energia elétrica da classe i;

y : renda real da economia;

p_i :tarifa media real para a classe consumidora i ;

$\lambda_i \times a_{1i}$ e $\lambda_i \times a_{2i}$: elasticidades renda e preço de curto prazo

$\lambda_i \times a_{1i}/(1 - \lambda_i)$ e $\lambda_i \times a_{2i}/(1 - \lambda_i)$: elasticidades renda e preço de longo prazo

Tabela 4: Elasticidades de acordo com Modiano (1984):

Classe	Elasticidade de preço de curto prazo	Elasticidade de preço de longo prazo	Elasticidade de renda de curto prazo	Elasticidade de renda de longo prazo
Residencial	-0,118	-0,403	0,332	1,13
Comercial	-0,062	-0,183	0,362	1,068
Industrial	-0,451	-0,222	0,502	1,36
Outras	-0,039	-0,049	0,26	0,324

Com o intuito de melhorar as estimativas feitas por Mondiano, Andrade e Lobão (1997) calcularam as elasticidades preço e renda para a demanda de consumidores residenciais. O modelo foi modificado para levar em consideração não só o preço e a renda, mas também o preço dos eletrodomésticos, segundo a equação:

$$c_t = \varphi_1 + \varphi_2 p_t + \varphi_3 y_t + \varphi_4 p e_t \quad (14)$$

Onde:

c_t , p_t , y_t e $p e_t$ são, respectivamente, os logaritmos de C_t , P_t , Y_t e PE_t ,

C_t : consumo residencial de energia elétrica no tempo t ;

P_t : tarifa residencial de energia elétrica no tempo t ;

Y_t : renda familiar no tempo t ;

E_t : estoque domiciliar de aparelhos eletrodomésticos no tempo t

$\varphi_1 = \ln(K\Delta^\delta)$, $\varphi_2 = \alpha < 0$, $\varphi_3 = \beta + \delta \cdot \theta > 0$ e $\varphi_4 = \delta \cdot \mu < 0$ ¹¹.

¹¹ K , β , δ e α vieram da equação de demanda da energia elétrica ($C_t = K \times P_t^{\alpha} \times Y_t^{\beta} \times E_t^{\delta}$), enquanto Δ e μ se referem à equação do estoque de eletrodomésticos ($E_t = \Delta \times P E_t^{\mu} \times Y_t^{\theta}$)

Os coeficientes ϕ_2 , ϕ_3 e ϕ_4 representam, respectivamente, as elasticidades da demanda residencial de energia elétrica com relação ao preço de energia elétrica, renda familiar e preço dos eletrodomésticos.

As estimativas foram realizadas por três diferentes métodos: mínimos quadrados ordinários, variáveis instrumentais de dois estágios e vetor autoregressivo (VAR) com um modelo de correção de erros (VEC). Os autores concluíram que a abordagem usando variáveis instrumentais é a mais adequada para calcular as elasticidades. Os resultados obtidos com esse método foram os seguintes:

Tabela 5: Resultados de Andrade e Lobão

Classe	Elasticidade preço de longo prazo	Elasticidade renda de longo prazo
Residencial	-0,051	0,213

Dentre os estudos feitos após a década de 90, um dos mais conhecidos trabalhos acadêmicos a estimar a elasticidade-preço da energia elétrica no Brasil foi desenvolvido por Schmidt e Lima (2004). A partir de dados anuais, os autores usaram um modelo de vetores autoregressivos (VAR) para estimar as funções de demanda por energia elétrica de três classes de consumo. A equação é descrita abaixo:

$$\text{Log}C_t = \text{Log}k + a\text{Log}P_t + b\text{Log}Y_t + d\text{Log}L_t + f\text{Log}S_t \quad (15)$$

onde:

C_t é o consumo (residencial, comercial ou industrial) de energia elétrica no tempo t ;

P_t é a tarifa (residencial, comercial ou industrial) de energia elétrica no tempo t ;

Y_t é a renda (rendimento do trabalhador, no caso residencial, e PIB nos casos comercial e industrial) no tempo t ;

L_t é o preço dos aparelhos eletrodomésticos (residencial) ou eletrointensivos (ligados ao comércio ou à indústria) no tempo t ;

S_t é o preço de um bem substituto à energia elétrica no tempo t (o único segmento que tem um possível bem substituto à energia elétrica é o industrial);

$x_p = a$ é a elasticidade-preço, $x_r = b$ é a elasticidade-renda e $x_l = d$ é a

elasticidade-preço do estoque dos aparelhos eletrodomésticos/eletrointensivos, x/f é a elasticidade-preço do bem substituto e k é uma constante. Os resultados foram:

Tabela 6: Resultados de Schmidt e Lima

Classe	Elasticidade preço de longo prazo	Elasticidade renda de longo prazo
Residencial	-0,085	0,539
Comercial	-0,174	0,636
Industrial	-0,129	1,718

Vê-se que os valores das elasticidades calculadas nos estudos citados são bem diferentes, variando entre -0,451 e -0,051 para a elasticidade preço e 0,2 e 1,718 para a elasticidade renda. Ainda assim, é possível inferir, de forma geral, que a resposta da demanda às variações de preço é muito mais suave do que a resposta à variação de renda dos consumidores. Diante desta constatação, é natural que se questione a oportunidade de adoção de tarifas com discriminação de preços conforme o horário.

Uma crítica que pode ser feita às estimativas de elasticidade citadas é o uso de dados para todo o Brasil. Ocorre que os hábitos de consumo de energia elétrica são muito diferentes entre as diversas regiões do país. Por esse motivo é possível que as elasticidades-preço regionais também sejam significativamente diferentes das estimativas realizadas. Os gráficos a seguir, retirados da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso, realizada pela Eletrobrás, ilustra a diversidade de hábitos dos consumidores residenciais brasileiros.

Figura 1: Curva de carga diária da região Norte

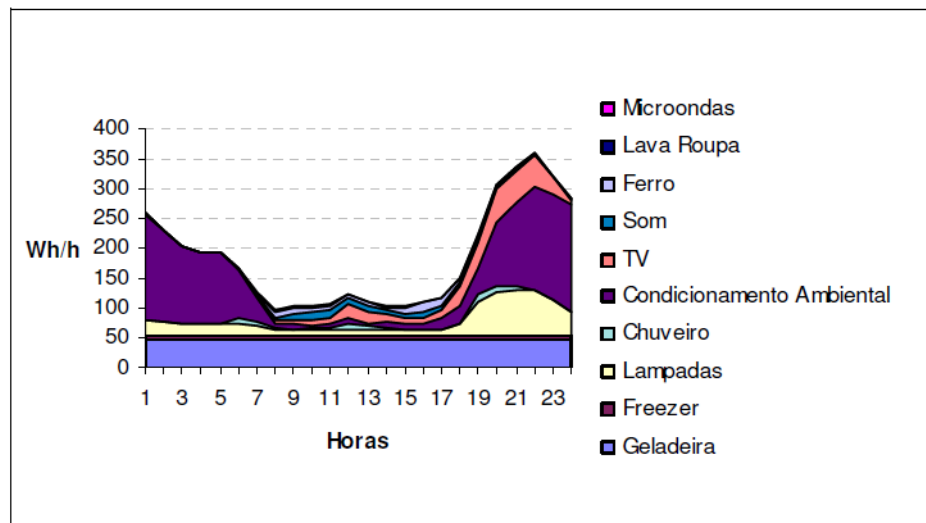
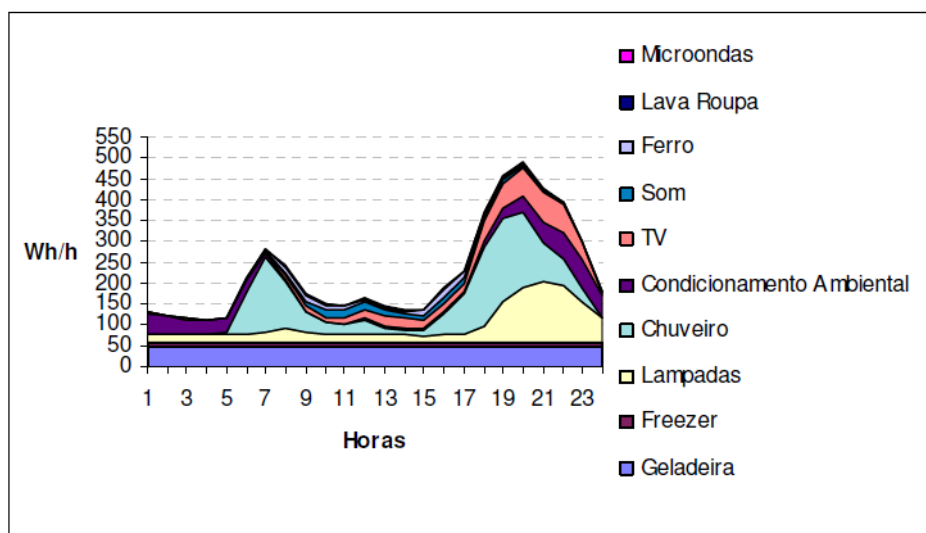


Figura 2: Curva de carga diária da região Sudeste.



Uma nova modalidade tarifária exige numerosos estudos e discussões, planejamento cuidadoso e, no caso da tarifa branca, a troca dos medidores dos consumidores que optarem pelo novo modelo de tarifação. Todas essas exigências implicam em custos para o sistema, que só se justificam caso os benefícios os superem.

Tipicamente, consumidores residenciais possuem alguns equipamentos elétricos que não oferecem flexibilidade quanto aos horários de uso. O exemplo mais evidente desse tipo de aparelho é a geladeira, que precisa ser mantida ligada constantemente. Lâmpadas também oferecem pouca margem para modulação da carga, pois seu horário de uso depende principalmente da disponibilidade de luz

natural. A forma como estes equipamentos são usados corrobora os resultados de que a elasticidade-preço para a energia elétrica residencial é pequena.

Por outro lado, não se pode perder de vista que as elasticidades-preço podem sofrer alterações ao longo do tempo. Conforme a renda cresce, famílias tendem a adquirir eletroeletrônicos que permitem maior gerenciamento quanto ao horário de uso. Este é o caso, por exemplo, de máquinas de lavar roupas, lavadoras de louças e eletrônicos equipados com baterias, tais como laptops e celulares. Como as elasticidades dos estudos acima foram calculadas com base em séries de dados coletados, no máximo, até 1999, podemos suspeitar que os hábitos de consumo sofreram alterações até o presente.

Com o advento de alternativas como o carro elétrico, surgirão ainda mais oportunidades de ajuste do consumo para horários menos onerosos para o sistema. Desse modo, embora, tradicionalmente, no Brasil, a elasticidade preço para energia elétrica residencial seja próxima a zero, não se pode concluir que a adoção de tarifas horárias para essa classe de consumidores seja inadequada.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Tarifas de fornecimento de energia elétrica*. Brasília: Aneel, 2005. (Cadernos Temáticos).

_____. Procedimentos de Regulação Tarifária, submódulo 7.1: Procedimentos Gerais, de 28 de novembro de 2011.

_____. Resolução Homologatória nº 1.700, de 07 de abril de 2014.

_____. Resolução Homologatória nº 1.711, de 15 de abril de 2014

_____. Resolução Homologatória nº 1.759, de 03 de julho de 2014.

_____. Nota Técnica nº 361/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010.

_____. Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010.

ANDRADE, Thompson Almeida; LOBÃO, Waldir Jesus Araújo. *Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil*. Texto para discussão número 489 do IPEA. Rio de Janeiro, 1997.

BOITEUX, Marcel. Peak Loading Price. Traduzido por H. W. Izzard. *The Journal of Business*, Chicago, volume 33, número 2, p. 157-179, 1960.

COASE, Ronald H. The Marginal Cost Controversy. *Economica*, Londres, volume 13, número 51, p.169-182, 1946.

ECKEL, Catherine C. Customer Class Price Discrimination by Electric Utilities. *Journal of Economics and Business*, volume 39, número 1, p.19-33, 1987

EL HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas P.C.; DELGADO, Marco P. *A Estrutura Tarifária de Energia Elétrica: Teoria e aplicação*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

ELETROBRAS. *Pesquisa de Posse de Equipamentos e Hábitos de Consumo: ano base 2005, Classe Residencial, Relatório Brasil*. Rio de Janeiro, 2007.

FARUQUI, Ahmad; SERGICI, Sanem. Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing. 2013. Disponível em: <http://ssrn.com/abstract=2288116>, acesso em 14 de agosto de 2014.

JOSKOW, Paul. Regulation of Natural Monopoly. In: POLINSKY, A. Mitchell; SHAVELL, Steven. *Handbook of Law and Economics*. Amsterdã: Elsevier, 2007, v. 2, p. 1227-1348.

MONDIANO, Eduardo. *Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil*. Texto para discussão número 68 do Departamento de Economia da PUC-Rio. Rio de Janeiro, 1984.

SCHIMIDT, Cristiane A. J.; LIMA, Marcos A. M. A Demanda por Energia Elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Economia*, Rio de Janeiro, volume 58, número 1, p. 67-98, 2004.

STEINER, Peter O. Peak Loads and Efficient Pricing. *The Quarterly Journal of Economics*, volume 71, número 4, p.585-610, 1957.