

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

DIEGO BOFF

**SINAL ECONÔMICO TARIFÁRIO COMO FERRAMENTA
PARA A EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA:
UM ESTUDO DE CASO**

Porto Alegre

2017

DIEGO BOFF

**SINAL ECONÔMICO TARIFÁRIO COMO FERRAMENTA
PARA A EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA:
UM ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Economia, modalidade profissional, área de concentração: Economia.

Orientador: Prof. Dr. Giacomino Balbinotto Neto

Porto Alegre

2017

Boff, Diego

Sinal Econômico Tarifário como Ferramenta para Aumentar os Lucros das distribuidoras de Energia Elétrica: um Estudo de Caso / Diego Boff. -- 2017. 71 f.

Orientador: Giacom Balbinotto Neto.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas, Programa de Pós-Graduação em Economia, Porto Alegre, BR-RS, 2017.

1. Economia da Regulação. 2. Sinal econômico horário. 3. Estrutura tarifária. 4. Peak load pricing. 5. Insider econometrics. I. Neto, Giacomo Balbinotto, orient. II. Título.

DIEGO BOFF

**SINAL ECONÔMICO TARIFÁRIO COMO FERRAMENTA
PARA A EFICIÊNCIA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA:
UM ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Economia modalidade profissional, área de concentração: Economia.

Aprovada em: Porto Alegre, 04 de maio de 2017.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Giacomino Balbinotto Neto – Orientador

UFRGS

Prof. Dr. Ronald Hillbrecht

UFRGS

Prof. Dra. Gladis Bordin

UFRGS

Prof. Dr. Tiago Wickstrom Alves

UNISINOS

AGRADECIMENTOS

À minha esposa Bethânia, meu amor, minha amiga, minha conselheira, minha entusiasta de conquistas dos últimos 11 anos. Mãe do meu filho. Melhor mulher do mundo.

Ao Pedro, que nasceu no meio deste mestrado, que me trouxe o amor incondicional. Que se tornou a razão maior nas minhas decisões.

Aos meus pais, Maria e Bira, que trabalharam muito para proporcionar segurança e tranquilidade no decorrer da vida.

A minha irmã, sempre atenta as questões familiares e que nos deu um afilhado lindo, o Caio, também durante este período do mestrado.

Ao meu orientador, Giácomo Balbinotto Neto pela dedicação, profissionalismo e compreensão. Obrigado por acreditar que eu conseguiria concluir esta dissertação.

Aos professores Gibran Teixeira e Felipe Garcia pela disposição e auxílio na comprovação estatística das hipóteses.

A todos os membros do PPGE, professores, profissionais da secretaria.

A AES Sul por ter oferecido um ambiente de pleno desenvolvimento profissional, onde tive tutores de alto nível, e que permitiu transformar um projeto interno neste trabalho de mestrado.

RESUMO

O objetivo desta dissertação é testar a hipótese sobre a resposta dos consumidores devido a uma alteração no sinal econômico horário das tarifas de energia elétrica. Foram examinados e testados os efeitos sobre a forma de uso de energia elétrica de 218 consumidores da empresa AES Sul para o período de janeiro de 2012 a maio de 2016, com marco na alteração tarifária a partir de abril de 2013, proposta com base na teoria de *peak load pricing* (*preço de pico*). A experiência deste caso corrobora com as hipóteses desta teoria, no qual aponta que os preços devem guardar reação com o custo marginal de atendimento e, é maior nos horários de pico. A hipótese foi testada usando o método econométrico de diferenças em diferenças, cujos resultados foram robustos ao mostrar que a alteração do sinal econômico influenciou o comportamento dos consumidores, melhorando a forma de utilização dos ativos de energia elétrica, aumentando os lucros da firma.

Palavras-chave: Economia da Regulação. Sinal econômico horário. Estrutura tarifária. *Peak load pricing*. *Insider econometrics*.

ABSTRACT

The objective of this dissertation is testing the hypotheses of consumers response due to a change in the hourly economic rates given through electrical energy tariffs. The effects in the form of using electrical energy of 218 consumers of the company AES Sul, due to the amendment occurred in the economic signal from April 2013 based on peak load pricing theory, were examined and tested using their data from January 2012 to May 2016. The experience of this case corroborates with the hypotheses of this theory, which indicates that prices must be linked to supply marginal cost, which is bigger at peak hours. The presented hypotheses was tested using the *differences in differences* econometric method, which results turned to be robust about the change in economic signal strongly influences on consumers behaviors, improving the usage of electrical assets, arising profits.

Keywords: Economics of Regulation. Hourly Economic Signal. Tariff structure. *Peak Load Pricing. Insider Econometrics.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Comportamento Indesejado em Função de Sinal Econômico Incoerente	9
Figura 2 - Curva de Custo Médio	18
Figura 3 - Curva de Custo Marginal.....	19
Figura 4 - Níveis de Atendimento dos Clientes.....	20
Figura 5 - Curvas de Demanda dos Consumidores	22
Figura 6 - Curva Diária Típica de uma Rede de Distribuição	24
Figura 7 - Comportamento Indesejado em Função de Sinal Econômico Incoerente	25
Figura 8 - Sinal Tarifário Horário.....	28
Figura 9 - Custo de Expansão do Sistema.....	29
Figura 10 -Perdas pela não Aplicação do <i>Peak Load Pricing</i>	30
Figura 11 -Eliminação da Ineficiência do Preço Único	31
Figura 12 -Aplicação Equivocada do <i>Peak Load Pricing</i>	32
Figura 13 -Cadeia do Uso dos Ativos de Distribuição.....	36
Figura 14 -Demanda de Pico não Coincidente com a Tarifa de Ponta.....	40
Figura 15 -Comportamento Típico - Modalidades Azul e Verde.....	41
Figura 16 -Comportamento Coincidente – Consumidores vs. do Sistema.....	43
Figura 17 -Comportamento Esperado após Redução do Sinal Tarifário.....	43
Figura 18 -Resposta do Sistema à Redução do Sinal Tarifário.....	44
Figura 19 -Método para Estimativa de Potencial de Mercado.....	47
Figura 20 -Comportamento esperado a partir da redução do sinal econômico	48
Figura 21 -Efeito da Redução de Preço no Horário de Ponta	50
Figura 22 -Acréscimo de Demanda no Horário de Ponta	51
Figura 23 -Representação da Hipótese do Nétodo de Diferenças em Diferenças	55
Quadro 1 - Esquema do Método de Diferenças em Diferenças	55
Figura 24 -Consumo Agregado – Horário de Ponta e Fora de Ponta.....	56
Figura 25 -Área de Concessão da AES Sul	70
Figura 26 -Cadeia produtiva do setor elétrico	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Modalidades Tarifárias.....	37
Tabela 2 - Tarifas Vigentes.....	38
Tabela 3 - Estrutura de Mercado.....	39
Tabela 4 - Alteração do Sinal Tarifário a Partir da Revisão de 2013.....	48
Tabela 5 - Crescimento de Mercado Após a Alteração Tarifária.....	50
Tabela 6 - Estatísticas de Mercado Após a Alteração Tarifária	52
Tabela 7 - Testes de Diferenças das Médias.....	53
Tabela 8 - Receita Adicionada, sem custo Adicional.....	53
Tabela 9 - Efeito Redução das Tarifas de Consumo na Ponta	58
Tabela 10 - Efeito Placebo da Redução das Tarifas de Consumo na Ponta.....	59
Tabela 11 - Mercado por classe de consumo.....	71

SUMÁRIO

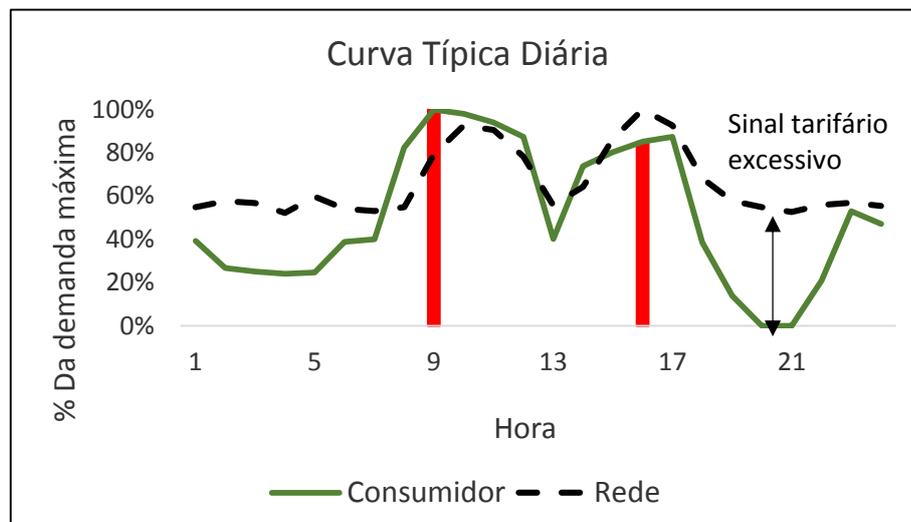
1	INTRODUÇÃO	9
2	SINAL ECONÔMICO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.1	OS PRINCÍPIOS DAS TARIFAS COM BASE NO CUSTO MARGINAL	15
2.2	CURVAS DE CUSTO	17
2.3	CUSTO DE FORNECIMENTO – UMA VISÃO QUALITATIVA	19
2.4	<i>PEAK LOAD PRICING</i> (“SINAL TARIFÁRIO HORÁRIO”).....	26
3	ESTUDO DE CASO	34
3.1	DESCRIÇÃO DO CASO.....	35
3.2	ESTRATÉGIA EMPÍRICA	49
3.3	TESTE ECONOMÉTRICO DE DIFERENÇAS EM DIFERENÇAS	54
4	CONCLUSÃO	61
	REFERÊNCIAS	63
	APÊNDICE A – CONSUMO MÉDIO CONSUMIDORES DO PROJETO	65
	APÊNDICE B - DESCRIÇÃO DA FIRMA	70

1 INTRODUÇÃO

O objetivo desta dissertação é analisar e testar a hipótese de que a influência do sinal econômico horário, dado através das tarifas de energia elétrica, afeta o comportamento dos consumidores de energia elétrica e, por consequência, o uso dos ativos de distribuição de uma empresa de energia elétrica, tomando por base o caso da AES Sul no período entre janeiro de 2012 e maio de 2016, como evento de alteração das condições a partir de abril de 2013.

O problema abordado nesta dissertação é que um sinal tarifário equivocado prejudica o uso eficiente das redes de distribuição, reduzindo o potencial de receita da empresa por aumentar a ociosidade dos ativos de operação. A Figura 1, ilustra o problema em que a tarifa mais elevada é aplicada no horário em que há ócio da rede de distribuição (sobra de capacidade instalada).

Figura 1 - Comportamento Indesejado em Função de Sinal Econômico Incoerente



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

O projeto elaborado e desenvolvido pela AES Sul teve sua origem no início de 2012, devido ao início dos trabalhos para a revisão tarifária de 2013 que ocorreria em abril de 2013. Para estimar a viabilidade do projeto, apresentado nesta dissertação, os dados foram coletados a partir de sua concepção (janeiro de 2012) e acompanhados mensalmente para medição dos resultados alcançados, os resultados deste foram acompanhados até maio de 2016.

O principal argumento desta dissertação é que uma estrutura de preços inadequada, incentiva o comportamento do consumidor de forma que os ativos das empresas, não sejam utilizados de forma mais adequada e, portanto, comprometem a eficiência, alocativa das empresas, bem como sua lucratividade¹.

A questão básica a ser investigada é a seguinte: qual é o impacto da alteração na estrutura dos preços sobre o uso dos ativos, sobre o comportamento do consumidor e sobre o lucro da firma².

Esta investigação parte do princípio básico de que a economia e os agentes econômicos reagem a incentivos, afirmando que as decisões são tomadas por comparação de custos e benefícios e “[...] seu comportamento pode mudar quando os custos ou benefícios mudam [...]” (MANKIWI, 2008, p. 7). Portanto, aumentar o preço de um produto pode reduzir sua quantidade demandada ou até torná-lo substituível.

Mais adiante, vê-se que as tarifas de fornecimento de energia elétrica, pela distribuidora, demasiadamente alta incentivou os consumidores a buscar o óleo diesel como fonte alternativa de geração de energia elétrica.

Para entender como estes incentivos são construídos no setor de energia elétrica precisa-se ter clara a ideia sobre a demanda por energia elétrica ao longo do dia. Uma vez que, em resumo, é variável e depende do uso dos diversos tipos de consumidores existentes. Em geral, os hábitos de consumo são similares para esses grupos. Por exemplo, o consumo de energia elétrica do comércio, em geral, tende a se concentrar no horário comercial, já as residências tendem a ter maior consumo no final do dia, já para as indústrias a distribuição do consumo ao longo do dia depende do nível momentâneo de produção e do ramo de atividade em que atuam. Todos estes consumidores são atendidos pelo mesmo conjunto de ativos elétricos³, e a demanda por estes ativos depende do somatório das demandas individuais.

A grande diversidade de consumidores faz com que estes ativos tenham sua capacidade mais utilizada em alguns horários e menos utilizada em outros. Assim, surge o que se convencionou chamar de horário de pico e fora de pico.

¹ Este ponto satisfaz a primeira premissa para caracterização de um estudo de caso, que é ter um item curioso

² Esta questão satisfaz a terceira premissa para caracterização de um estudo de caso, que é ter foco em um problema.

³ Os ativos elétricos são os componentes que formam as redes de distribuição de energia elétrica tais como: postes, cabos, transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras entre outros.

Esta definição de horário de pico aparece em Boiteux (1960, p. 157), que utiliza o conceito de demanda constante e demanda variável para explorar os conceitos de precificação com base nos custos de atendimento de uma unidade de demanda adicional. No caso em que a demanda é constante no tempo, o preço pode ser estável e único, pois a receita da firma será dada pela quantidade de vezes do preço. Já na oferta de produtos e serviços com demanda variável, surge o problema de *peak-load pricing* (preços de pico), o autor mostra matematicamente como os fundamentos de precificação pelo custo marginal ajudam a resolver este problema.

Porém, neste trabalho, concentra-se nas suas premissas sobre precificação no caso de uma curva de demanda diária composta por dois níveis⁴ diários. Considerando a energia elétrica como uma “*commodity*” econômica, o seu consumo está atrelado ao preço, então é plausível admitir que um consumidor submetido ao um regime tarifário diário composto por dois níveis diferentes de preços para dois períodos do dia, desloca seu consumo do período de maior preço, para o período de menor preço ou não consome, no período de maior preço. Esta afirmação é um indicativo de que a curva diária pode ser moldada pela estrutura de tarifas estabelecidas incentivando os agentes a aumentar ou reduzir seu consumo em determinado período do dia. Assim, esta estrutura pode gerar vales ou picos de demanda.

Conforme Boiteux (1960) considerando que a capacidade instalada para distribuição de energia elétrica é fixa no curto prazo, a forma mais adequada de definir a estrutura de tarifas é incentivar os consumidores a consumir energia para que o formato diário da curva total de consumo seja horizontal, ou seja, sem vales que significam ociosidade da capacidade instalada.

O problema de períodos de ociosidade da rede é apontado por outros autores, como Delgado (2011, p. 22), “[...] a tarifa horária tem o objetivo de tentar aproximar o fator de capacidade ao valor unitário, ou seja, tornar a curva de carga mais plana. A utilização mais racional evita períodos de grande ociosidade na rede cujo custo é eminentemente fixo [...]”. Para Bergstrom e Mackie-Mason (1991), com o uso de tarifas diferenciadas ao longo do dia é possível utilizar a capacidade instalada de forma mais eficiente, otimizando o uso dos ativos.

A precificação pelo custo marginal, também, aparece em Viscusi et al. (2001, p. 379). O autor mostra que o custo marginal é mais elevado nos momentos de maior demanda, portanto os preços deveriam ser mais elevados nestes horários. A solução proposta por Viscusi et al.

⁴ Este caso representa este trabalho, pois as tarifas de energia elétrica, no Brasil, são definidas para dois patamares de carga (i) ponta e (ii) fora de ponta, conforme regras definidas pelo órgão regulador, ANEEL.

(2001, p. 379) é precificar ao custo marginal de curto prazo nos horários de demanda fora de pico e custo marginal de longo prazo (expansão da capacidade instalada) nos horários de demanda de pico. A diferenciação horária de preços com base no custo marginal é uma forma de *peak load pricing*. Para esta dissertação utiliza-se o termo “sinal tarifário horário”, em uma tradução livre.

Conforme, estudo realizado pelo Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica – DNAEE (1985), “[...] o custo marginal das instalações em serviço, como referencial tarifário, é o que informa ao consumidor o benefício resultante da redução ou deslocamento do seu consumo uma mudança de hábito de consumo de um consumidor pode ensejar o atendimento de outro consumidor adicional, sem a necessidade de expansão do sistema [...]”.

Munasinghe (1981) destaca que, para promover uma melhor utilização da capacidade instalada e evitar investimentos desnecessários para atender a demanda de pico, o custo marginal permite definir uma estrutura de preços que variam, conforme o custo marginal de fornecimento:

- a) para diferentes tipos de consumidores;
- b) em diferentes estações climáticas;
- c) em diferentes horas do dia;
- d) em diferentes níveis de tensão;
- e) em diferentes regiões geográficas.

Portanto, o preço comunica ao consumidor o custo da disponibilidade do serviço naquele momento. Se o preço for diferenciado por horário, o consumidor será induzido a migrar seu consumo para outros horários em que o custo do serviço seja menor e, além disso, aumenta a capacidade de atendimento de consumidor adicional nos horários em que costumava utilizar a rede de ativos.

Os trabalhos e autores citados acima corroboram com a teoria utilizada no modelo tarifário do setor elétrico brasileiro⁵, qual seja, tarifação horária baseada no custo marginal de expansão da capacidade instalada.

A análise do caso e os testes realizados foram baseados nos dados e fatos referentes a empresa AES Sul, uma firma do setor de distribuição de energia elétrica atuando no Rio Grande

⁵ Todas as empresas de distribuição brasileiras estão submetidas as mesmas regras de definição tarifária.

do Sul e que passou por uma alteração na estrutura de sinais econômicos em suas tarifas a partir de abril de 2013⁶.

Este trabalho refere-se a um estudo de caso, cujo fundamento teórico principal é incentivar o uso racional dos ativos de distribuição utilizando como pano de fundo a tarifação marginalista. Portanto, é um caso de *insider econometrics*. Conforme Ichniowski e Shaw (2009)⁷ o termo *insider* refere-se ao uso de micro dados no nível da firma, além de apresentar as seguintes características:

- a) estima uma regressão de produtividade, cuja produtividade é uma função de práticas de gerenciamento;
- b) identifica o tamanho do impacto do gerenciamento na alteração da produtividade;
- c) modela a adoção de práticas gerenciais;
- d) análise micro dados no nível da firma.

Estudos como este aplicado na AES Sul ajudam a entender os efeitos de incentivo do sinal econômico ao nível de empresa. A justificativa deste trabalho é reforçar a importância da construção de estruturas tarifárias a partir de uma análise empírica criteriosa e robusta, enfatizando as consequências sobre a eficiência alocativa dos recursos e lucros das firmas⁸.

Segundo Tremolet (2009) existe um consenso geral de que estrutura tarifária é importante para eficiência econômica. Ainda, segundo Ramos, Brandão, Castro (2012) a estrutura tarifária afeta as distribuidoras de energia elétrica de forma diferente e, portanto, além de seu estudo ser fundamental, os resultados podem ser diferentes em cada empresa. Neste sentido, este trabalho traz dados e análises do caso da AES Sul cujos resultados podem ser aplicados somente para a AES Sul. Todavia, a teoria e o método de análise ilustrado nessa dissertação são generalizáveis para as demais empresas do setor de distribuição de energia elétrica do Brasil.

⁶ Este ponto satisfaz a segunda premissa para caracterização de um estudo de caso, que é a documentação de questões reais.

⁷ O trabalho destes autores é na área de recursos humanos, mas a técnica de *insider econometrics* é mais ampla, podendo ser aplicada para esta dissertação.

⁸ Aqui aparece a premissa de potencial para transferência de conhecimento, característica de um estudo de caso.

A alteração de sinal tarifário referida foi a redução da tarifa no horário de ponta tarifário⁹, que não é coincidente com o horário de pico de demanda¹⁰. De tal forma, que o sinal de preço induz uma redução do consumo de energia elétrica no período do dia em que os ativos se encontram ociosos. Para testar a hipótese de que o efeito que tal alteração do sinal econômico produz na forma de uso de energia elétrica do grupo de consumidores, objetos deste trabalho, os dados foram divididos em 02 períodos: período 01 e período 02.

O período 01 refere-se aos meses anteriores a abril de 2013, ou seja, antes da redução da tarifa no horário de ponta tarifário. O período 02 refere-se aos meses a partir de abril de 2013. A hipótese testada foi a seguinte:

H0: a partir da redução tarifária no horário de ponta (18h-21h), o consumo de energia elétrica, neste horário, aumenta sem necessidade de novos investimentos.

Logo, observa-se que o consumo no horário de ponta tarifário dos consumidores após a redução da tarifa deve aumentar sem necessidade de expansão para atendimento a este mercado adicional. Caso esta hipótese seja confirmada, ela indicará que o aprofundamento dos estudos das firmas na determinação dos sinais tarifários econômicos aderentes ao custo horário é uma excelente oportunidade de melhorar a eficiência alocativa dos recursos e o lucro das empresas¹¹.

Além dessa introdução, a dissertação conta com mais três capítulos. No capítulo dois é apresentada a teoria do sinal econômico nas tarifas de energia elétrica a partir da definição das curvas de custo e preços de pico a partir do custo marginal. O terceiro capítulo traz a descrição do caso e apresenta os resultados econométricos obtidos. Por fim, na conclusão, apresentam-se os principais resultados obtidos neste trabalho.

⁹ O horário de ponta tarifário é período de três horas contínuas, ao longo de um dia, definido pelo órgão regulador, em que o sistema elétrico nacional tem sua demanda máxima. Originalmente, o horário de ponta tarifário foi definido a partir da demanda agregada de todo o Brasil. A demanda máxima agregada no Brasil ocorre entre as 18h e 21h.

¹⁰ Quando analisada individualmente, uma empresa de distribuição pode ter sua demanda máxima em um horário diferente da demanda máxima agregada nacional, que depende das demandas coincidentes de todos os agentes de distribuição. Assim, se a tarifa for construída com base no custo marginal nacional não representará a estrutura de custos da firma individual e ocorrerão ineficiências econômicas como esta tratada neste trabalho.

¹¹ A utilização das informações para desenvolvimento desta dissertação foi autorizada pela AES Sul.

2 SINAL ECONÔMICO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo deste capítulo é apresentar a teoria econômica de definição de preços, quando têm horários de pico de demanda. O capítulo é dividido em quatro seções: a primeira traz o conceito de definição das tarifas com base no custo marginal de expansão, em seguida são apresentados brevemente, os conceitos de custo médio e custo marginal, na seção 0, os custos para distribuição de energia elétrica são mostrados, enfatizando o nível em que o consumidor está conectado e a forma de uso diário destes consumidores. Nesta seção fica evidenciado o problema dos preços na presença de picos de demanda, por fim, é mostrada a teoria do *peak load pricing* utilizada como fundamento teórico para o desenvolvimento deste trabalho.

Indubitalmente, a indústria de energia elétrica tem uma característica que a distingue em virtude do produto ofertado cuja estocagem não é possível, ou seja, a oferta sempre é igual à demanda. Em um cenário sem restrição de oferta, os ativos disponibilizados aos consumidores devem ser dimensionados para sua demanda máxima global. Além disso, uma análise detalhada do incremento de demanda em relação à curva de carga no período de ponta ou fora ponta, depende da correta caracterização do comportamento da carga, pois a construção dos sinais econômicos e, posteriormente, as tarifas de aplicação dependem do comportamento simultâneo dos consumidores e da capacidade instalada das redes de distribuição.

2.1 OS PRINCÍPIOS DAS TARIFAS COM BASE NO CUSTO MARGINAL

O custo marginal de fornecimento de energia elétrica constitui a base para atribuir a cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe é prestado. Como cada tipo de consumidor é tarifado com base no custo marginal que impõe ao sistema, cria-se uma estrutura de tarifas na qual cada consumidor paga o equivalente ao custo que impõe a prestação do serviço, bem como aumenta a eficiência alocativa do sistema econômico.

Conforme Munasinghe (1981), preços que refletem os custos devem ser aplicados para mostrar aos consumidores o verdadeiro custo econômico do suprimento de suas necessidades. Ainda, afirma que preços baseados no custo promovem alocação justa de recursos de acordo com as restrições que cada consumidor impõe ao sistema.

A todo instante novos consumidores são ligados na rede elétrica existente, bem como os consumidores existentes aumentam sua carga. São estes consumos adicionais que exigem a ampliação do sistema e, portanto, determinam o custo marginal para expansão do sistema.

Um sistema tarifário baseado no custo marginal indica ao consumidor o benefício que terá caso reduza ou desloque seu consumo. Estas alterações de hábito de consumo, em função do sinal de preço, melhoram a forma de uso das redes, podendo inclusive, admitir novos consumidores se necessidade de ampliação do sistema.

Conforme Munasinghe (1981) o cálculo do custo marginal de longo prazo considera o volume de recursos futuros que serão usados ou deixarão de ser usados pelos consumidores na medida em que os preços, baseados no custo marginal, agem como sinal para os consumidores sobre o valor futuro dos recursos.

De acordo com Valter (2006) são três princípios fundamentais das tarifas construídas com base no custo marginal.

- a) neutralidade: a tarifa deve guardar relação com o custo;
- b) igualdade: clientes com características semelhantes devem ter tarifas iguais;
- c) eficácia: capacidade de atingir os objetivos econômicos, especialmente racionalização do consumo e melhor uso dos excedentes.

Por isso, o cálculo das tarifas dentro de um enfoque, como o de custo marginal, implica, assim, no conhecimento do comportamento da carga e nos custos unitários de expansão em cada nível do sistema elétrico. Com estas informações, as empresas podem dentro da racionalidade econômica, alterar os sinais dos preços e direcionar os consumidores para melhorar o uso das redes instaladas para auferir a receita extra deste processo. Em outras palavras a distribuidora de energia pode sinalizar, economicamente, aos seus consumidores e alterar a forma de consumo da energia elétrica para horários em que as redes estejam ociosas. A consequência é o aumento da receita em momentos de baixo uso das redes e redução da demanda no momento em que as redes estão operando na carga máxima e, assim, além de aumentar a receita, postergar investimentos.

A seguir apresentam-se alguns conceitos sobre curvas de custo para melhor compreensão do caso em análise.

2.2 CURVAS DE CUSTO

As curvas de custo mostram, graficamente, a solução para a escolha ótima de produção¹.

O custo é a função dos preços dos insumos (w) necessários para produzir determinado bem e da quantidade produzida (q). Nas demonstrações a seguir admitimos que os preços dos insumos são constantes. Assim, o custo da empresa será apenas em função da quantidade $c(y)$.

Conforme Pindyck e Rubinfeld (1994, p. 261), o custo de uma empresa é dado pela soma de um custo fixo e do custo variável:

$$C(y) = c_v(y) + F \quad (1)$$

Onde:

Y = quantidade produzida do bem

c_v = custo variável

F = Custos fixos²

Da mesma forma a função do custo médio, como o custo por unidade produzida, também é composto por um custo fixo médio e um custo variável médio.

$$CMe(y) = \frac{C(y)}{y} = \frac{c_v(y)}{y} + \frac{F}{y} = CVMe(y) + CFMe(y) \quad (2)$$

Onde:

$CVMe(y)$ = custo variável médio

$CFMe(y)$ = Custo fixo médio

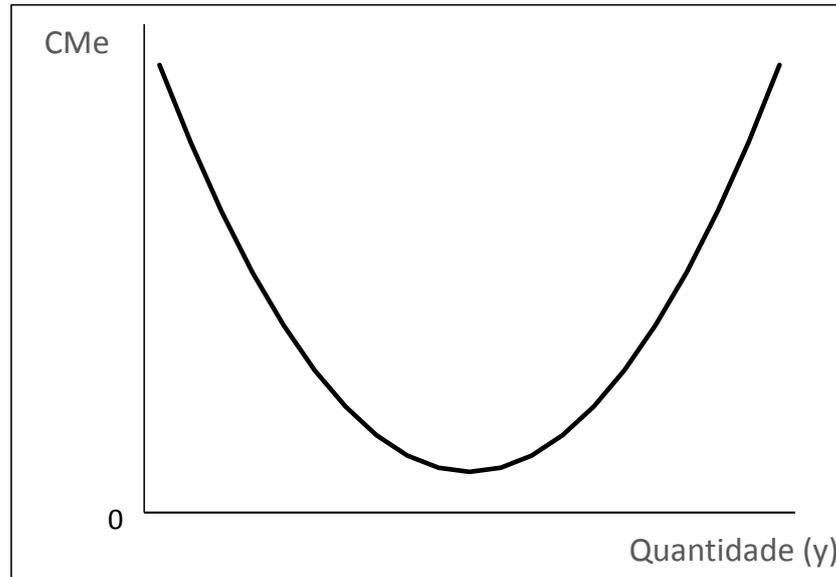
O custo fixo médio reduz-se com o aumento da quantidade, produzida, portanto, pela capacidade utilizada da firma e se torne igual a capacidade instalada.

Já o custo variável médio, mesmo que decresça com o início da produção é esperado que aumente, conforme a capacidade utilizada for se aproximando da capacidade instalada da firma, devido à limitação imposta pelos fatores fixos. Logo a curva de custo médio de produção tem formato de “U”.

¹ A teoria apresentada nesta seção está baseada em Varian (2015, p. 395) e Pindyck e Rubinfeld (1994).

² Custos fixos independem da quantidade produzida, é igual se a produção for igual à zero ou se for igual à capacidade da firma.

Figura 2 - Curva de Custo Médio



Fonte: Varian (2015, 396)

Pela curva acima, percebe-se que o aumento da produção reduz o custo unitário até certo ponto, a partir do qual a unidade adicional produzida custa mais do que o custo médio do volume de produção anterior. Nesta descrição está o conceito de custo marginal que mede a variação de custos para uma dada variação na produção:

$$CMa(y) = \frac{\Delta C(y)}{\Delta y} = \frac{C(y + \Delta y) - c(y)}{\Delta y} \quad (3)$$

Onde:

$CMa(y)$ = custo marginal no nível de produção y

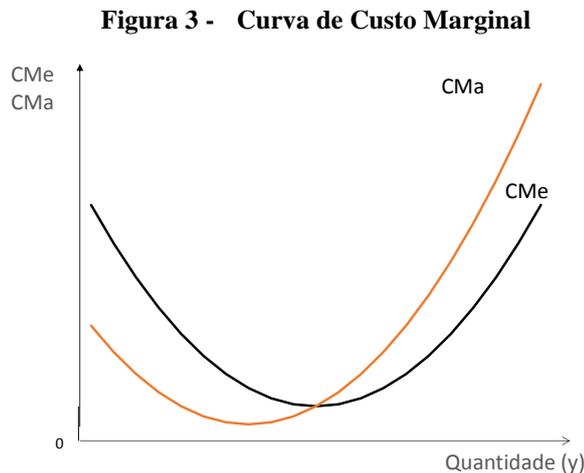
Como os custos fixos não variam com a mudança da produção y , a equação do custo marginal acima pode ser escrita considerando, somente, os custos variáveis.

$$CMa(y) = \frac{\Delta C_v(y)}{\Delta y} = \frac{C_v(y + \Delta y) - c_v(y)}{\Delta y} \quad (4)$$

Em termos de formato de curva, o custo marginal deve:

- a) ser inferior à curva de custo médio, enquanto esta for decrescente. As unidades adicionais produzidas devem ter custo menor para que o custo médio caia;
- b) se superior à curva de custo médio quando esta crescer com o aumento da produção e;

- c) a curva marginal cruza a curva de custo médio em seu ponto mínimo. Neste ponto, uma variação muito pequena na quantidade não altera o custo médio, logo a unidade acrescentada tem custo igual ao custo médio daquele ponto.



Fonte: Varian (2015, 396)

As curvas acima descritas representam a condição de custos para um tamanho (ou capacidade instalada) fixo da firma. A longo prazo os fatores fixos de curto prazo (como tamanho) deixam de ser fixos, assim a capacidade instalada pode ser considerada ajustável. Para este trabalho a capacidade de produção da firma é dada, fixa, portanto, a condição de interesse é o curto prazo.

Conforme, já mencionado, a lógica da construção das tarifas de energia elétrica, segue a estrutura de custo marginal. Após descrita, rapidamente, a teoria do custo marginal, faz-se necessário abordar, porque existem custos marginais diferentes na utilização da energia elétrica.

2.3 CUSTO DE FORNECIMENTO – UMA VISÃO QUALITATIVA

As tarifas, conforme o modelo regulatório brasileiro, são definidas por nível de tensão³, posto tarifário⁴ e divulgadas através de resoluções homologadas pelo órgão regulador brasileiro, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

³ Corresponde a tensão (em volts) que o consumidor é conectado à rede de distribuição. Por exemplo, os consumidores residenciais, em sua maioria, são conectados em 110v ou 220v.

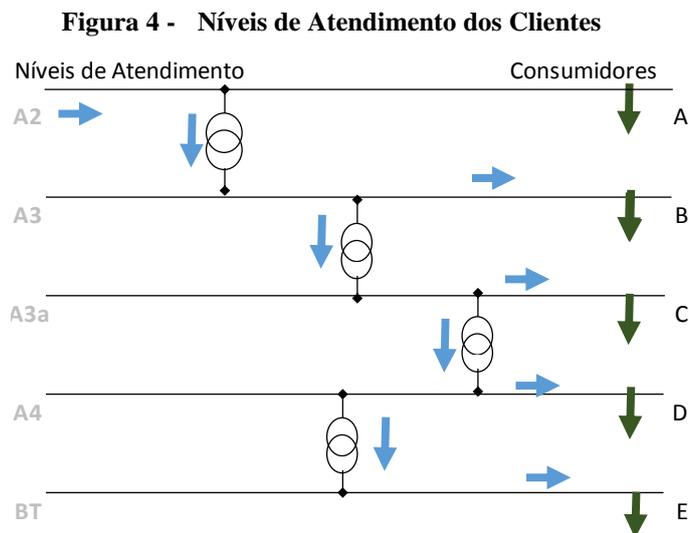
⁴ Posto Tarifário refere-se à hora do dia. Normalmente, o consumo entre 18h e 21h corresponde ao consumo no posto tarifário de ponta, e as horas complementares a este período, ao posto tarifário fora de ponta.

Segundo Fortunato (1990), as tarifas formadas a partir do custo marginal têm a capacidade de diferenciar os custos que os diferentes tipos de consumidores impõem as redes de distribuição de energia.

As tarifas baseadas no custo marginal é uma forma de discriminação de preços. Conforme El Hage (2011), quando a diferenciação dos preços ocorre em função do perfil de carga e custo da oferta, fica caracterizada a discriminação de preços de 3º grau⁵.

As redes de distribuição de energia elétrica são acessadas por diversos tipos de consumidores em diferentes níveis de conexão (níveis de tensão). Os preços são definidos com base no nível de conexão (**estrutura vertical de preços**) e na forma de utilização pelos consumidores (**estrutura horizontal de preços**).

A Figura 4 - mostra os níveis de tensão de atendimento dos clientes assim como o fluxo de energia.



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Na Figura 4 - as setas azuis representam o fluxo de energia e as setas verdes representam o ponto de atendimento dos clientes. O cliente “A”, por exemplo, recebe a energia que entra no nível de atendimento “A2”, uma vez que é atendido no próprio nível “A2”.

Já o cliente “B” recebe a energia que entra no nível “A2”, flui para o nível “A3”, onde este cliente está conectado. Portanto, ele está utilizando ativos nos níveis “A2” e “A3”.

O cliente “E”, é atendido no nível mais baixo e, por isso, utiliza ativos em todos os níveis de atendimento.

⁵ Segundo o mesmo autor, a discriminação de preços de 1ª grau ocorre quando a disponibilidade a pagar de cada consumidor é conhecida sendo possível, então estabelecer preços individuais. Já a discriminação de preços em 2º grau varia conforma a quantidade consumida pelo consumidor.

Logo, pode-se afirmar que o custo de atendimento do cliente “A” é menor que o “B” que é menor que “E”.

$$\text{Custo } A < \text{Custo } B < \text{Custo } C < \text{Custo } D < \text{Custo } E$$

Portanto, é economicamente eficiente que o consumidor “E” pague um preço maior que o consumidor “D” que deve ser submetido a um preço maior que “C” e, assim por diante.

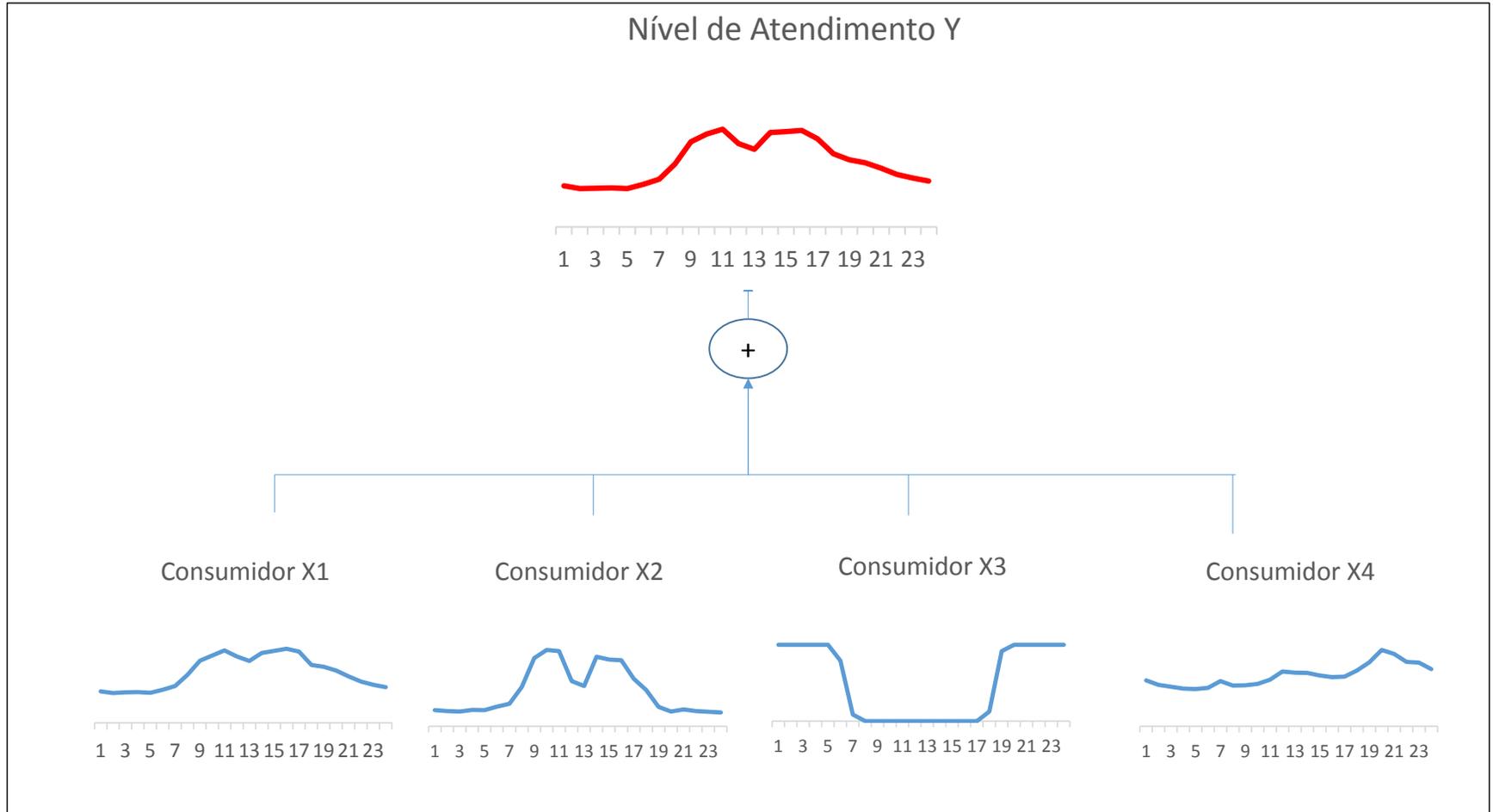
$$\text{Preço } A < \text{Preço } B < \text{Preço } C < \text{Preço } D < \text{Preço } E$$

Esta estrutura de preços, no setor elétrico brasileiro, é chamada de **estrutura de preços vertical**.

Na Figura 4 - os consumidores “A”, “B”, “C”, “D” e “E” representam todos os consumidores atendidos naquele nível (“A2”, “A3”, “A3a”, “A4” e “BT”). Em cada grupo, existem consumidores de diversos tipos: indústrias, comércio, residências, iluminação pública entre outros. A figura ilustra a afirmação do somatório dos comportamentos destes clientes.

Na Figura 5 - , estão ilustrados alguns comportamentos diários típicos dos consumidores de energia elétrica. Os consumidores “X1” e “X2” representam consumidores comerciais e industriais que, em geral, tem consumo mais elevado no horário comercial, com um vale no horário do almoço. O consumidor “X3” possui hábitos de consumo noturno, utilizando a iluminação pública, ou estabelecimentos, em que o consumo é representativo dentro do total, como, por exemplo os postos de gasolina. Já o consumidor “X4” apresenta comportamento típico de um consumidor residencial, com consumo mais elevado no final do dia, quando as pessoas já se encontram em suas residências.

Figura 5 - Curvas de Demanda dos Consumidores



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

O nível de atendimento “Y”, na Figura 5 - , tem um formato que é a consequência do comportamento dos consumidores, curvas em azul. As curvas representam o comportamento diário destes consumidores. Os consumidores “X1” e “X2” são caracterizados por seu consumo em horário comercial, comportamento típico de estabelecimentos comerciais e industriais, o consumidor “X3” tem hábitos noturnos, por exemplo, um poste de iluminação pública. Já o consumidor “X4” tem demanda máxima no final do dia, comportamento típico de residências.

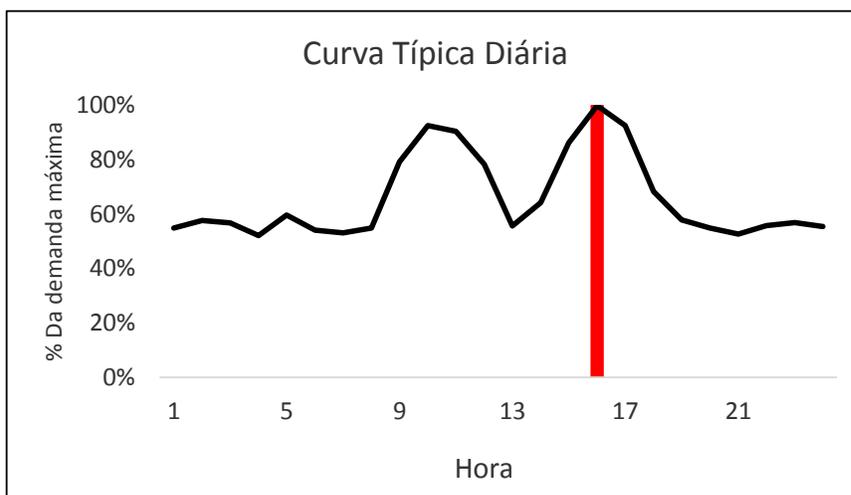
Ao longo do dia, existem horários de maior demanda. Pela característica do serviço de distribuição de eletricidade, as redes devem ser dimensionadas para atender a carga máxima, caso contrário a rede elétrica entraria em colapso. Isso significa que em todos os demais horários, que não o de carga máxima, às redes operam com folga operacional.

No exemplo da Figura 5 - , observa-se que a demanda máxima do nível de atendimento “Y” ocorre às 16h, permanecendo em patamares elevados no período da manhã e tarde. Portanto, as redes deste nível devem ser dimensionadas para esta demanda máxima. Já no período noturno há folga da capacidade instalada.

Em termos de custo marginal de expansão da rede para atendimento do consumo adicional, no horário de máxima carga o custo é maior, pois não há outra solução senão expandir a capacidade instalada, enquanto que nos demais horários, ainda seria possível alguma carga adicional sem necessidade de expansão da rede.

Em consonância com a tarifação, pelo custo marginal, nos instantes de maior custo deve-se definir uma tarifa, correspondente maior, também conhecido como **estrutura horizontal de preços**.

Tipicamente, as redes elétricas estão submetidas a algum padrão de sazonalidade, diário, semanal, mensal. Considere a curva de carga diária típica de uma rede de distribuição.

Figura 6 - Curva Diária Típica de uma Rede de Distribuição

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

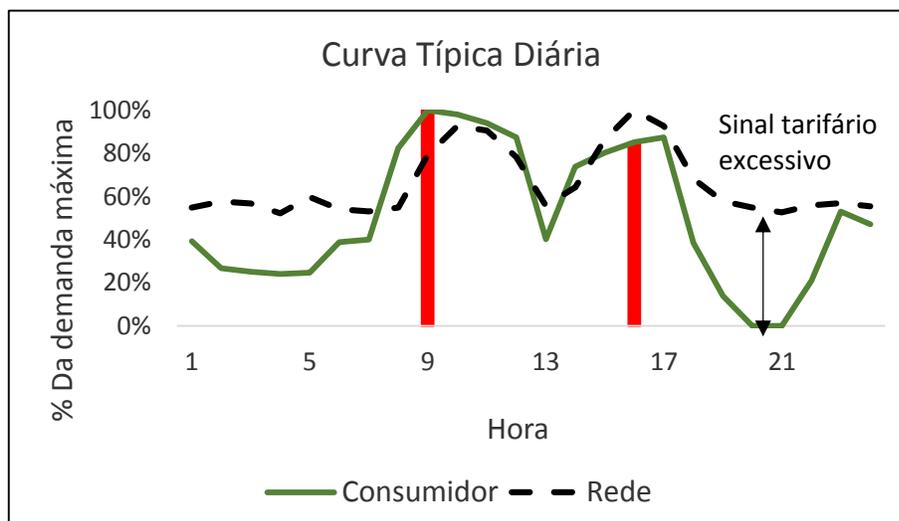
Pela Figura 6 - acima, a demanda máxima ocorre às 16h, conforme indicado pela barra vermelha vertical, e nos demais horários a demanda pela rede é apenas uma fração da máxima, situando-se em torno de 50% no período, entre meia noite e 8h da manhã e das 20h até o final do dia. Com base na curva acima é possível afirmar que:

- a) a tarifa máxima deve ser alocada às 16h. Qualquer sinal econômico diferente incentivará o consumidor a deslocar seu consumo para um horário em que a rede fique ociosa, na pior das hipóteses, o momento em que já se encontra na carga máxima. Este movimento implica na expansão da rede sem necessidade real, apenas por uma falha alocativa dos preços;
- b) os consumidores existentes devem ser incentivados a deslocar seu consumo para os horários em que a rede está ociosa¹;
- c) os consumidores devem ser incentivados a aumentar seu consumo fora dos horários de carga máxima, o que aumenta a receita da empresa com a mesma quantidade de ativos. A melhor forma de uso da rede, sob o ponto de vista de máximo aproveitamento, ocorre quando a curva acima se torna uma linha horizontal, ou seja, a rede é demandada sempre pela sua capacidade máxima reduzindo a ociosidade da rede.

¹ Diz-se que a rede está ociosa em qualquer momento em que sua utilização esteja abaixo da capacidade instalada.

A Figura 7 - representa o objetivo deste trabalho na qual se mostra um sinal tarifário horizontal equivocado que prejudica o uso eficiente das redes, isto é, reduz a receita potencial da empresa por aumentar a ociosidade dos ativos operacionais.

Figura 7 - Comportamento Indesejado em Função de Sinal Econômico Incoerente



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

O comportamento do cliente, mostrado na Figura 7 - , moldado pelas tarifas e submetido ao estudo em questão. A tarifa se torna excessivamente alta no horário entre 19h e 21h, o que induz o consumidor a: desligar seus equipamentos, substituir por outra fonte de energia, diesel por exemplo. Chamamos este processo de alteração de consumo em função do sinal tarifário de *modulação*.

Comparando a curva de consumo de energia do consumidor com a curva de uso da rede, percebe-se que o sinal econômico indica que o custo marginal mais alto ocorre entre às 19h e 21h, portanto, o consumidor modula seu consumo. Porém, este sinal é equivocado, pois o horário de maior custo de expansão desta rede ocorre às 16h, contudo, neste horário o cliente consome 85% do seu máximo. Em outras palavras, o consumidor reduz sua demanda no momento em que não há necessidade e contribui, significativamente, para a formação do horário de demanda máxima às 16h.

Um ponto importante a ser observado para alteração do sinal tarifário é a necessidade de simular como ficariam as curvas de uso após a alteração do sinal. No exemplo acima é possível que a eliminação do sinal econômico (tarifa igual a zero) para os horários das 19h às 21h altere o

momento de demanda máxima para este período do dia. Efeito que não é desejado já que a rede está dimensionada para atender a carga máxima atual.

A situação descrita acima considera um caso simples de uma rede e um consumidor, mas na prática este consumidor é atendido por um conjunto de redes, e a mesma rede atende um conjunto amplo de consumidores, como ilustrado na Figura 13 - .

Neste trabalho, o interesse é sobre um grupo de consumidores que vem sendo submetido a um sinal de tarifa que prejudica o uso pleno dos ativos da AES Sul e, portanto, reduz a receita potencial. Este assunto será melhor explorado no capítulo 0 deste trabalho.

Crew (1995) destaca que se os preços fossem uniformes ao longo do tempo, a demanda varia periodicamente, para atender a demanda máxima seriam necessários investimentos em ativos que ficariam ociosos no restante do ciclo. Ainda de acordo com o autor, em função do custo da expansão da capacidade associada, com a ociosidade no ciclo fora de pico, surge o problema de precificação pela carga de pico (*peak load pricing*) e a motivação para estabelecer preços que minimizem a ineficiência econômica. Portanto, definir preços que variam ao longo do dia, proporcionalmente a variação do custo marginal, é uma forma de *peak load pricing*, ou preço pela demanda máxima. A seção a seguir explora os conceitos desta teoria.

2.4 *PEAK LOAD PRICING* (“SINAL TARIFÁRIO HORÁRIO”)

Conforme Bhattacharyya (2001), a demanda de energia de certos produtos apresenta grande sazonalidade diária. Para suprir estas necessidades, os fornecedores utilizam formas de armazenamento que são utilizados para balancear a necessidade da demanda. Este é o caso de produtos como carvão, gás e petróleo. No caso da eletricidade, o custo de armazenamento é extremamente elevado, dada tecnologia existente, portanto, para balancear a demanda, esta deve ser submetida a uma estrutura de preços que refletem o custo de atendimento instantâneo.

De acordo com Netz (1999) e Crew (1995), *peak load price* é um mecanismo de regulação apropriado quando o bem ofertado não pode ser armazenado, porém é limitado a escolha de uma capacidade de oferta. A definição dos preços é um problema de alocação de custo. Os preços ótimos, dependem quanto do custo da capacidade e, é alocada em cada período de tempo.

Nos próximos parágrafos descreve-se o modelo de formação do *peak load pricing*. Também, será adotada a nomenclatura “sinal tarifário horário” referindo-se a *peak load pricing*, pois esse termo é mais comumente encontrado nas relações entre os agentes do setor.

Considere o seguinte exemplo (NETZ, 1999). Um período de tempo é dividido em T partes. Durante cada período t , x_t unidades são produzidas. Sendo K o custo de capacidade, ou seja, é o custo comum de produção em todos os períodos. A função de produção pode ser escrita por $Y_t = f(x_t, K)$.

O custo da variável de insumo é b , o custo da variável de capacidade é β . Admitindo que a firma opere sob um regime de regulação, pois deve-se atender a demanda em todos os horários, e que a firma dimensiona sua capacidade para atender a demanda máxima (y_t máximo), tem-se que a função custo é dada por:

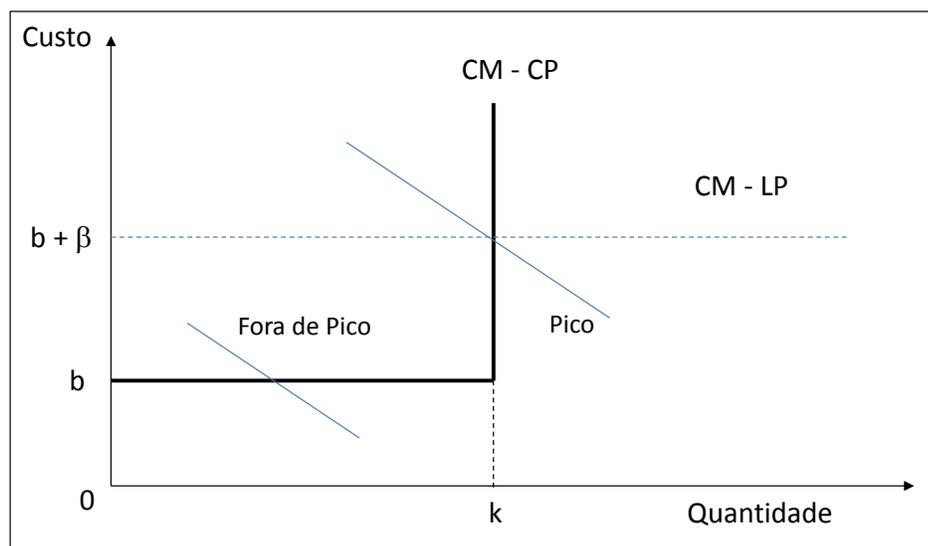
$$TC = b * \sum_{t=1}^N y_t + \beta * \max(y_t) \quad (5)$$

O custo total (TC) é igual ao custo do insumo (b) vezes a quantidade produzida, mais o custo de capacidade no momento de demanda máxima [$\max(Y_t)$].

Os preços ótimos são aqueles iguais ao custo marginal. Para todos os períodos que não são de demanda máxima, o custo marginal é dado por, $\frac{dTC}{dy_t} = b$, a derivada do segundo termo da função custo é igual a zero, assume, assim algum valor no momento de pico. Já o preço de pico é igual a $\frac{dTC}{dy_t} = b + \beta$. Em outras palavras, a demanda de pico é responsável pelo custo variável, neste momento e de todo o custo de capacidade.

A formulação matemática acima é mostrada através de Figura 8 - . Também, serão descritas situações em que os preços não seguem a teoria do *peak load pricing*, e suas consequências em termos de bem-estar social (VISCUSI et al., 2001). Na Figura 8 - assumimos, por simplicidade, que existem duas curvas de demanda: curva de demanda de pico e curva de demanda fora de pico.

Figura 8 - Sinal Tarifário Horário



Fonte: VISCUSI et al. (2001)

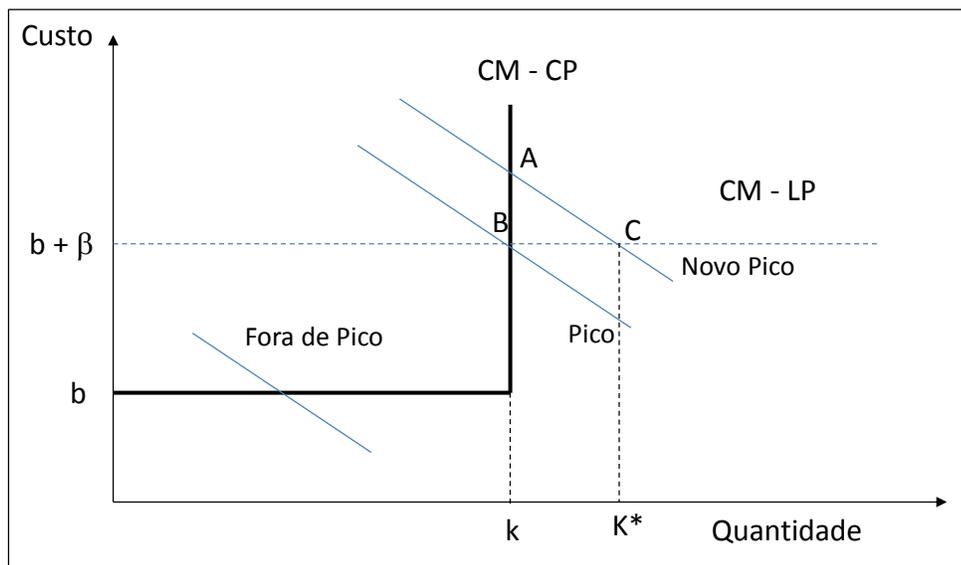
Portanto, é assumido que o custo de atendimento da demanda fora de pico é igual a “b”, mantendo-se constante até que a demanda de pico atinja a capacidade instalada “k”. Quando a demanda atinge K, não é possível atender qualquer demanda adicional, portanto o custo marginal de curto prazo “CM- CP” neste ponto é igual ao custo de expansão “CM – LP” (custo marginal de longo prazo).

A linha pontilhada “CM - LP” representa o custo “ $b + \beta$ ” de atender uma carga adicional, maior do que “K”. Ou seja, representa o custo marginal de expansão do sistema atual.

No sistema acima, a solução, economicamente, eficiente é definir o preço igual à curva “CM – CP”, portanto “b” para demanda fora de pico e, “ $b + \beta$ ” para a demanda de pico. Onde “b” representa a disponibilidade marginal do cliente em pagar pelo uso da rede e “ $b + \beta$ ” representa o custo marginal de atender a próxima unidade de demanda além da capacidade atual do sistema.

Se, por exemplo, o preço exceder “ $b + \beta$ ” a expansão do sistema seria viável. Por isso, esta situação é mostrada na Figura 9 - pela curva denominada “novo pico”.

Figura 9 - Custo de Expansão do Sistema



Fonte: Viscusi et al. (2001)

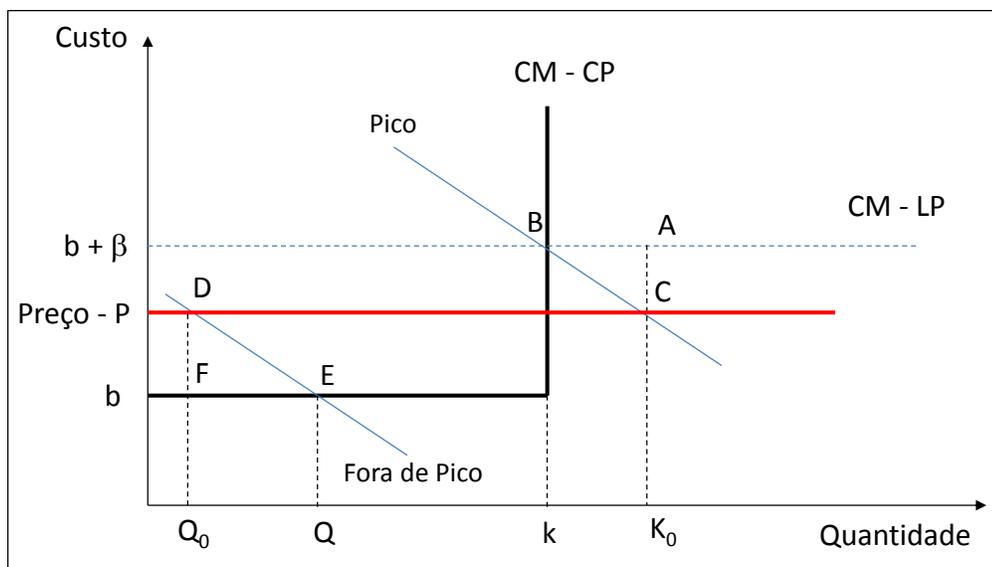
Este novo pico de demanda intercepta a curva de “CM – CP” em um ponto mais alto que “ $b + \beta$ ” de forma que o custo no curto prazo se torna maior que o custo de longo prazo, portanto a expansão do sistema torna-se viável. Se o sistema é expandido até “ K^* ” e o preço definido pelo custo marginal “ $b + \beta$ ”, o consumidor terá um excedente, equivalente à diferença entre a curva “Novo Pico” (ACKK*), que representa a disponibilidade para pagar pela energia e o custo adicional de atender a nova carga (BCKK*).

O exemplo a seguir mostra a perda de bem-estar², em termos de excedentes do consumidor e produtor, quando o preço não é estabelecido pelo custo marginal.

Neste exemplo a empresa utiliza apenas um preço para cobrar seu consumidor, pelo uso da rede, este preço não varia ao longo do dia. Este exemplo é mostrado na Figura 10 - .

² As perdas de bem-estar, ou econômicas, citadas neste trabalho representam a utilidade total, não necessariamente maximização de lucro ou de excedente do consumidor.

Figura 10 - Perdas pela não Aplicação do *Peak Load Pricing*

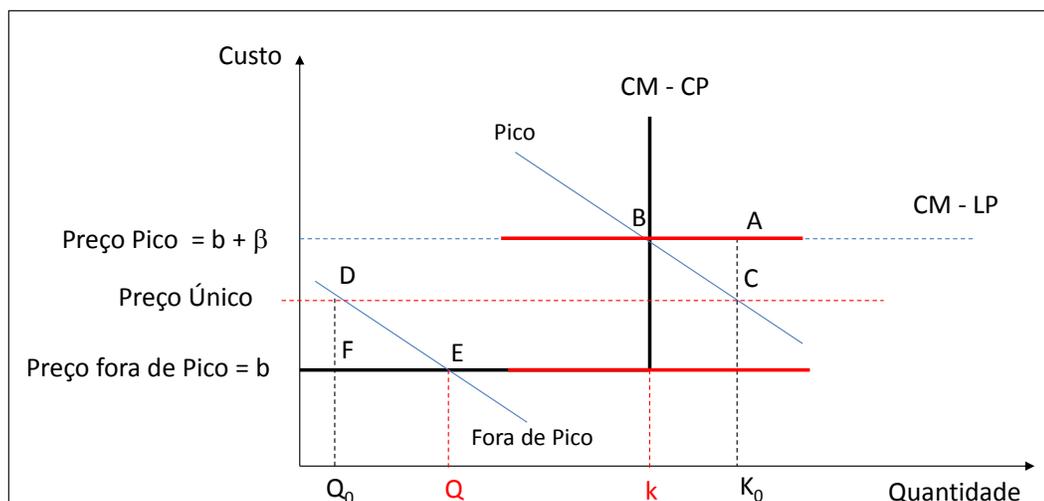


Fonte: Viscusi et al. (2001)

A Figura 10 - acima representa uma situação já vivenciada no Brasil até o início da década de 1990, quando a tarifa de fornecimento de energia elétrica era única para todos os consumidores. No exemplo o preço “P” é superior ao custo marginal de curto prazo (disponibilidade de pagar dos clientes) e inferior ao custo de expansão de longo prazo. Deste conjunto de preços e custos surgem duas áreas de perdas devido à ineficiência do preço: (i) ao preço “P” a demanda de pico é “ K_0 ”, porém a capacidade ótima, onde o custo marginal de curto e longo prazos são iguais, inferior e igual a “ K ”. Como o preço é inferior ao custo que a demanda impõe ao sistema, ocorre então um excesso da mesma. A perda econômica desta situação é representada pelo triângulo ABC na Figura 10 - , desde que fique igual a diferença entre o custo do excesso de capacidade ABK_0 e a disponibilidade de pagar cada unidade de demanda adicional (BCK_0); (ii) no período fora de pico, o preço é maior do que a disponibilidade de pagar do cliente. Assim a demanda é menor e o sistema fica subutilizado. A perda econômica é representada pelo triângulo DEF, que é igual à disponibilidade de pagar da demanda DEQ_0 e o custo de atendimento desta demanda FEQ_0 .

A solução ótima para a situação acima é definir dois níveis de preços, ou seja, a capacidade instalada “ K ”, maximizem a utilização do sistema gerando o máximo de excedente. A Figura 11 - abaixo representa está situação.

Figura 11 - Eliminação da Ineficiência do Preço Único



Fonte: Viscusi et al. (2001)

A partir da definição de dois preços: preço de pico e o preço fora de pico são iguais aos custos marginais de curto e longo prazo, respectivamente, as perdas de bem-estar da situação anterior são eliminadas.

No período fora de pico, como a redução do preço único para o preço fora de pico, aumenta o nível de utilização da capacidade instalada de Q_0 para Q , no ponto, onde a disposição a pagar da demanda é igual ao custo do sistema, ou seja, não existem excedentes a serem explorados.

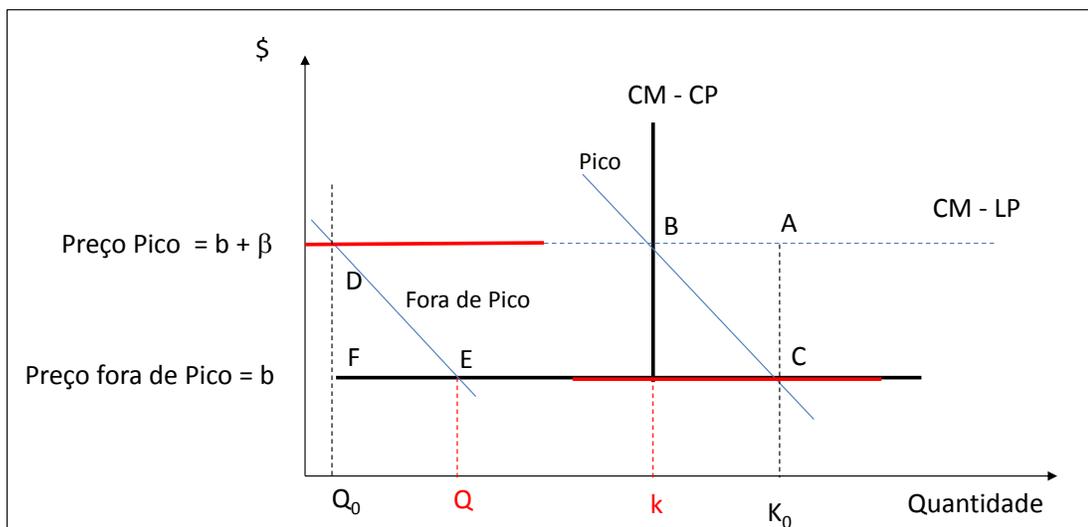
Já no período de ponta, a elevação do preço único para preço de pico reduz a demanda até o nível de capacidade ótima “ K ”, onde a disposição da demanda em pagar é igual ao custo de expansão.

Estas situações ilustram a lógica da aplicação de *signal tarifário horário* para sistemas que são submetidos a diferentes patamares diários de demanda. A aplicação de preço único introduz ineficiência econômica e a aplicação de preços diferenciados para os períodos de pico e fora de pico eliminam esta ineficiência.

Entretanto, a aplicação de preços de pico não garante a eliminação dos excedentes econômicos. O objeto deste trabalho surgiu a partir da aplicação de preços de pico definidos sem a base teórica apresentada nesta seção, para os consumidores da AES Sul. Os preços de pico foram aplicados para a demanda fora de pico e vice-versa.

A Figura 12 - ilustra uma condição em que os preços de pico são aplicados nos períodos contrários. Preço de pico aplicado no período fora de pico e vice-versa.

Figura 12 - Aplicação Equivocada do *Peak Load Pricing*



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

A situação original para o caso analisado neste trabalho está representada pela Figura 12 - . As tarifas de energia elétrica estavam maiores no momento de demanda fora de pico.

A demanda fora de pico está submetida a um preço, " $b + \beta$ " muito acima do custo marginal de atendimento desta demanda, portanto acima da disposição a pagar dos clientes. Assim, a demanda " Q_0 " é inferior ao desejado pela empresa. A perda do bem-estar para a sociedade é equivalente ao triângulo "DEF", que representa a diferença entre a disponibilidade de pagar " $DEQQ_0$ " e do custo " $FEQQ_0$ ".

Ao contrário, no momento de pico da rede o preço " b " e, a demanda está em um ponto além da capacidade instalada da firma. Nesta situação a perda de bem-estar é igual ao triângulo "ABC", que corresponde a diferença entre o custo de expansão até " K_0 " representado pela área " BAK_0K " e a disposição a pagar representada pela área " BCK_0K ".

A situação ilustrada na Figura 12 - é semelhante a situação de preço único, entre o custo marginal fora de pico e de pico, mas como a distância entre preço e custo é maior neste caso, a perda de bem-estar para a sociedade é ainda maior.

A partir das observações acima, no próximo capítulo será analisado o caso real do efeito produzido pela adequação dos sinais econômicos repassados aos preços dos consumidores, para o caso da AES Sul no estado do Rio Grande do Sul no período de janeiro de 2012 a maio de 2016.

Além disso, os resultados deste caso serão submetidos à análise econométrica para testar a hipótese, de que a alteração tarifária pode melhorar as condições de uso da rede e lucratividade da empresa.

3 ESTUDO DE CASO

O objetivo desse capítulo é analisar um caso de aumento de eficiência do uso das redes de distribuição de energia elétrica a partir da alteração do sinal econômico, dado através de preços, incentivando o consumidor a aumentar sua demanda nos horários em que as redes estão ociosas, ou seja, sendo demandadas abaixo de sua capacidade nominal.

Para estimar o resultado deste incentivo em potencial foram utilizados dados de consumo de energia elétrica de 218 clientes, localizados no Estado do Rio Grande do Sul, no período de janeiro de 2012 até o período maio de 2016. A análise ocorre neste período, pois em janeiro de 2012, a AES Sul iniciou o planejamento de sua revisão tarifária, que ocorreria em abril de 2013, identificando uma oportunidade de aumento de receita a partir do projeto, apresentado neste trabalho. Muitos destes clientes, devido às altas tarifas no horário de ponta tarifário, substituíam a energia elétrica por geradores a óleo diesel neste ou até mesmo interrompiam sua produção neste período. Com o objetivo de identificar o custo da geração a óleo diesel, como também entender para qual nível de redução tarifária seria necessário para tornar a energia elétrica competitiva, foi realizada uma pesquisa junto a alguns destes clientes, antes da implementação da alteração das tarifas. Os resultados desta pesquisa são utilizados como suporte a análise de alteração de comportamento dos consumidores. Neste ponto torna-se evidente que este trabalho é um caso do uso da abordagem *insider econometrics*, pois segundo Ichniowski e Shaw (2009) além do uso de micro dados no nível da firma, a metodologia de pesquisa *insider econometrics*, também implica a utilização das percepções de colaboradores da firma.

As análises serão feitas tomando por base a teoria apresentada no capítulo anterior sobre o “*sinal tarifário horário*” evidenciando as consequências de sinais econômicos sobre o consumo de energia, principalmente no horário de ponta, a fim de utilizar melhor a capacidade da rede. Cabe ressaltar que as análises apresentadas neste trabalho são generalizáveis para todas as distribuidoras de energia elétrica, porém os resultados podem ser diferentes para cada empresa, pois dependem das características dos consumidores de sua área de atuação. Contudo, o instrumental econométrico e a abordagem aqui usada são muito úteis e inovadoras.

Esse capítulo está dividido em três seções, sendo a primeira uma apresentação do estudo de caso. Na segunda seção são apresentados os resultados a partir da aplicação equivocada de preços. Na terceira os resultados estatísticos a partir de análise econométrica.

3.1 DESCRIÇÃO DO CASO

A AES Sul, assim como todas as distribuidoras de energia elétrica do Brasil, obtém lucro ao construir redes de distribuição e vendê-las aos seus consumidores.

Os ativos das distribuidoras são como máquinas de uma indústria, quanto maior o tempo de utilização próximo da capacidade nominal dos equipamentos, maiores são os ganhos auferidos. Em outras palavras, mais serviços serão ofertados com a mesma capacidade instalada. Quando existe ociosidade no sistema produtivo, existe um investimento que não está sendo remunerado.

As redes de distribuição, por características físicas, devem ser dimensionadas para atender a carga máxima, mesmo que tal carga ocorra por um curto período de tempo. Pode-se traçar um paralelo com nossas residências, por isso os circuitos elétricos devem ser dimensionados para atender a carga máxima possível, que ocorre somente quando todos os equipamentos instalados são acionados ao mesmo tempo. Pode ser que isso nunca ocorra, mas o projeto deve prever essa situação, assim, na maior parte do tempo as instalações elétricas estarão super dimensionadas. O mesmo raciocínio pode ser aplicado para as redes de distribuição.

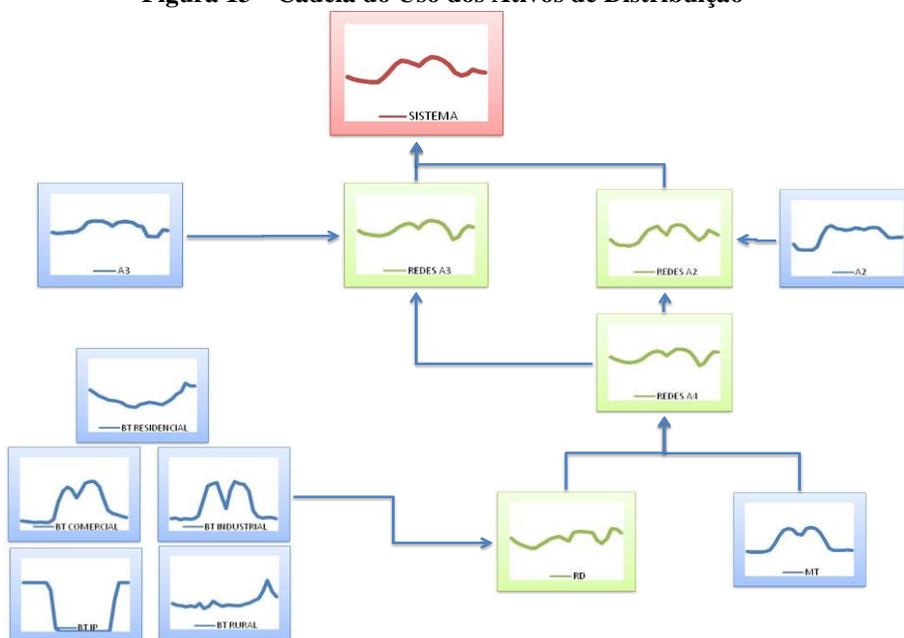
A demanda máxima do sistema de distribuição, para a qual este deve estar dimensionado, depende do comportamento, coincidente dos consumidores. Por comportamento coincidente entende-se pelo somatório da demanda individual a cada instante. Se as demandas máximas dos clientes ocorrem ao mesmo tempo, a demanda máxima do sistema seria a soma das demandas máximas individuais, porém esta situação é muito específica e não se verifica na prática. A demanda máxima do sistema é dada pelo somatório das demandas individuais, no instante em que o somatório individual das demandas resulta no valor máximo, e estas demandas individuais podem não ser as máximas para estes indivíduos.

Os ativos de distribuição atendem uma grande variedade de clientes. Assim, o uso destes ativos depende do somatório do comportamento individual de clientes rurais, industriais,

comerciais, residenciais e outros. A Figura 13 - representa, simplificadamente, a complexidade do sistema de uma distribuidora de energia qualquer.

Em azul estão representados os consumidores atendidos nos vários níveis de tensão (ver Figura 4 -), estes clientes são atendidos por uma mesma rede de distribuição, representadas em verde, na Figura 13 - abaixo, portanto, a forma de uso dessas redes depende do somatório do comportamento dos consumidores. Já o sistema de distribuição (em vermelho) tem forma equivalente ao somatório das redes (verde) atendidas dentro deste sistema.

Figura 13 - Cadeia do Uso dos Ativos de Distribuição



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Assim, a forma de uso do sistema do sistema elétrico depende dos hábitos individuais de cada cliente, que, por sua vez, são influenciados pelo clima, renda, tarifa da energia, uso racional, entre outras variáveis comportamentais.

Um sistema real de distribuição tem centenas de redes de atendimento¹ que fornecem energia para milhares de consumidores. Para este trabalho, as redes de interesse são aquelas que

¹ O termo mais técnico neste caso seria “alimentadores”.

atendem consumidores que substituem sua energia no horário de ponta tarifário² por outra fonte de energia, em função das altas tarifas, reduzindo o uso racional dos ativos elétricos. Portanto, o foco é a influência do sinal econômico, dado através da tarifa de energia, nos hábitos de consumo de uma classe específica de consumidores, como isso influencia a receita da firma e as condições de uso dos ativos.

As definições qualitativas para os sinais econômicos existentes nas tarifas de energia elétrica vigentes estão descritas no procedimento de regulação tarifária 7.1 (PRORET), especificado pela ANEEL. Os consumidores podem optar por quatro tipos de tarifas, dependendo do seu nível de atendimento, as opções tarifárias são chamadas de modalidades tarifárias e estão ilustradas na Tabela 1 - abaixo.

Tabela 1 - Modalidades Tarifárias

Modalidade Tarifária	Tarifa de Demanda (R\$/Kw)		Tarifa de Energia (R\$/MWh)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
	18h-21h	21h - 18h	18h-21h	21h - 18h
Azul	x	x	x	x
Verde	Única		x	x
Convencional	Única		Única	

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

A modalidade azul é caracterizada por quatro preços diferentes:

- a) tarifa de demanda³ no horário de ponta⁴;
- b) tarifa de demanda fora do horário de ponta;
- c) tarifa de energia no horário de ponta e
- d) tarifa de energia fora do horário de ponta.

² Salienta-se que o termo horário de ponta refere-se ao período do dia em que as tarifas são mais altas. Este horário é diferente do horário de pico, na medida em que os horários de pico variam de distribuidor para distribuidor, podendo ocorrer em qualquer horário, inclusive fora do horário de ponta tarifário.

³ Pode-se afirmar que a demanda é igual à energia instantânea consumida. Pelas regras do regulador, a demanda faturada é igual à máxima medida.

⁴ Quando a referência for às tarifas aplicadas adotam-se os termos "ponta" e "fora de ponta", e para fazer referência aos períodos do dia de demanda máxima adota-se o termo horário de "pico", e fora do período de demanda máxima o termo "fora de pico". Em geral, os períodos são coincidentes, mas para o caso deste trabalho, não são.

Já a modalidade verde apresenta três preços diferentes:

- a) tarifa única de demanda;
- b) tarifa de energia no horário de ponta e
- c) tarifa de energia fora do horário de ponta

As tarifas de ponta, que refletem o maior custo de expansão deste período, são maiores do que as tarifas fora de ponta. Para a modalidade convencional não há sinal econômico horário. A metodologia de construção tarifária não é relevante para este trabalho, basta saber que as tarifas devem refletir os custos de expansão do sistema para os horários que estão vigentes. A Tabela 2 - abaixo mostra as tarifas vigentes para os consumidores da AES Sul antes da implementação do projeto a que este trabalho se refere.

Tabela 2 - Tarifas Vigentes

Modalidade Tarifária	Tarifa de Demanda (R\$/Kw)		Tarifa de Energia (R\$/MWh)		Relação Ponta / Fora Ponta	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Demanda	Energia
	18h-21h	21h - 18h	18h-21h	21h - 18h		
Azul	51,33	18,56	354,56	211,11	2,77	1,68
Verde		12,25	1.546,53	211,11	NA	7,33
Convencional		55,52		214,62		NA

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Na Tabela 2 -, observa-se o componente horário das tarifas. Na modalidade azul o sinal econômico da demanda é de 2,77 e na energia é de 1,68. Já na modalidade verde, o sinal econômico é de 7,33, ou seja, a tarifa do horário de ponta é 7,33 vezes mais alta do que o horário fora de ponta.

Como já mencionado, o sinal tarifário deve representar o custo de expansão da rede de distribuição. Por exemplo, o sinal de 7,33, aplicados aos consumidores da modalidade verde, indica que a expansão das redes que atendem estes consumidores é 7,33 vezes mais cara no horário de ponta tarifário, do que no horário fora de ponta. As análises que serão detalhadas mais adiante, mostram que este sinal de 7,33 estava demasiadamente alto.

Pelas regras regulatórias atuais, estes sinais tarifários podem ser alterados a cada cinco anos durante o processo de revisão tarifária ordinária⁵, com base em estudos de comportamento de carga e custos atuais de expansão.

A Tabela 3 - mostra-se a estrutura de mercado da AES Sul no ano de 2013.

Tabela 3 - Estrutura de Mercado

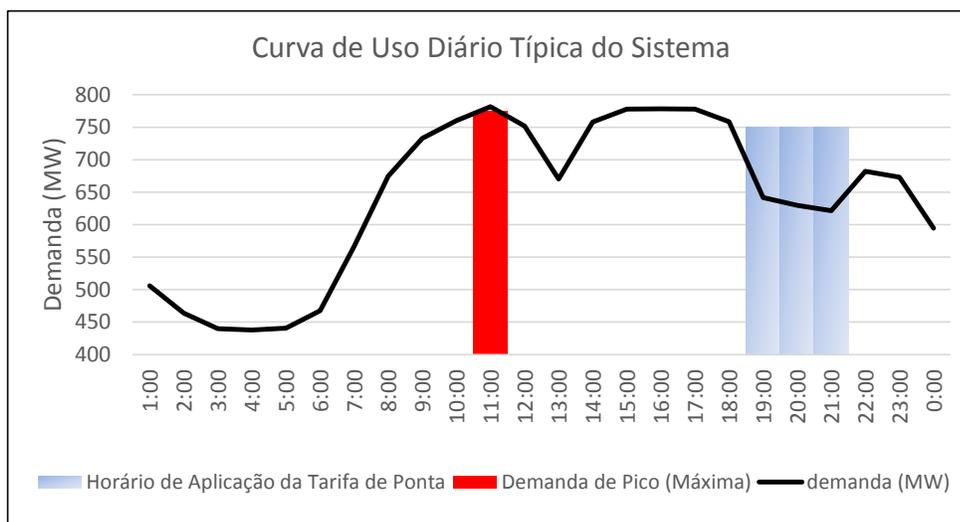
Modalidade	Posto Tarifário	Energia (MWh)	Share (%)
Azul	Ponta	70.383	0,80%
	Fora Ponta	2.009.584	22,95%
Verde	Ponta	72.485	0,83%
	Fora Ponta	2.197.576	25,10%
Convencional	Não se Aplica	4.406.056	50,32%

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

O objeto deste trabalho é o consumo no horário de ponta tarifário pelos consumidores da modalidade verde, submetidos às tarifas da Tabela 3 -, ou seja, 0,83% do mercado consumidor total da AES Sul. Mesmo que o montante consumido não seja representativo dentro do total do mercado da empresa, o potencial de aumento de receita é alto, sem contrapartida de aumento de custo. Esta questão será mais bem explorada a seguir.

A partir da análise da maneira do sistema através da curva horária de demanda, observamos que os ativos da AES Sul poderiam estar sendo utilizados de forma ineficiente, ou seja, com capacidade ociosa. A Figura 14 - mostra que a demanda máxima (ou de pico) não é coincidente com as tarifas de ponta.

⁵ Revisão tarifária é um processo de reposicionamento tarifário, aplicado a cada 3, 4 ou 5 anos, dependendo do agente distribuidor de energia elétrica. A revisão tarifária oportuniza às distribuidoras possibilidades de ganho a partir da alteração das estruturas de preços, que serão capturados para a modicidade tarifária somente no processo de revisão tarifária seguinte. Para maiores detalhes, ver o Apêndice **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Figura 14 - Demanda de Pico não Coincidente com a Tarifa de Ponta

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Como o sistema deve estar dimensionado para atender a demanda máxima, apontado em vermelho, portanto, em todos os demais horários a rede está ociosa, podendo atender um mercado maior sem custo adicional.

Referindo-se a Figura 11 - do capítulo anterior, o preço de pico foi definido de forma que a resposta da curva da demanda de pico seja inferior a capacidade instalada “K”. Esta constatação traz indícios de que o sinal tarifário horário (ou *peak loading price*) não está aderente ao custo de expansão das redes e poderia ser reduzido.

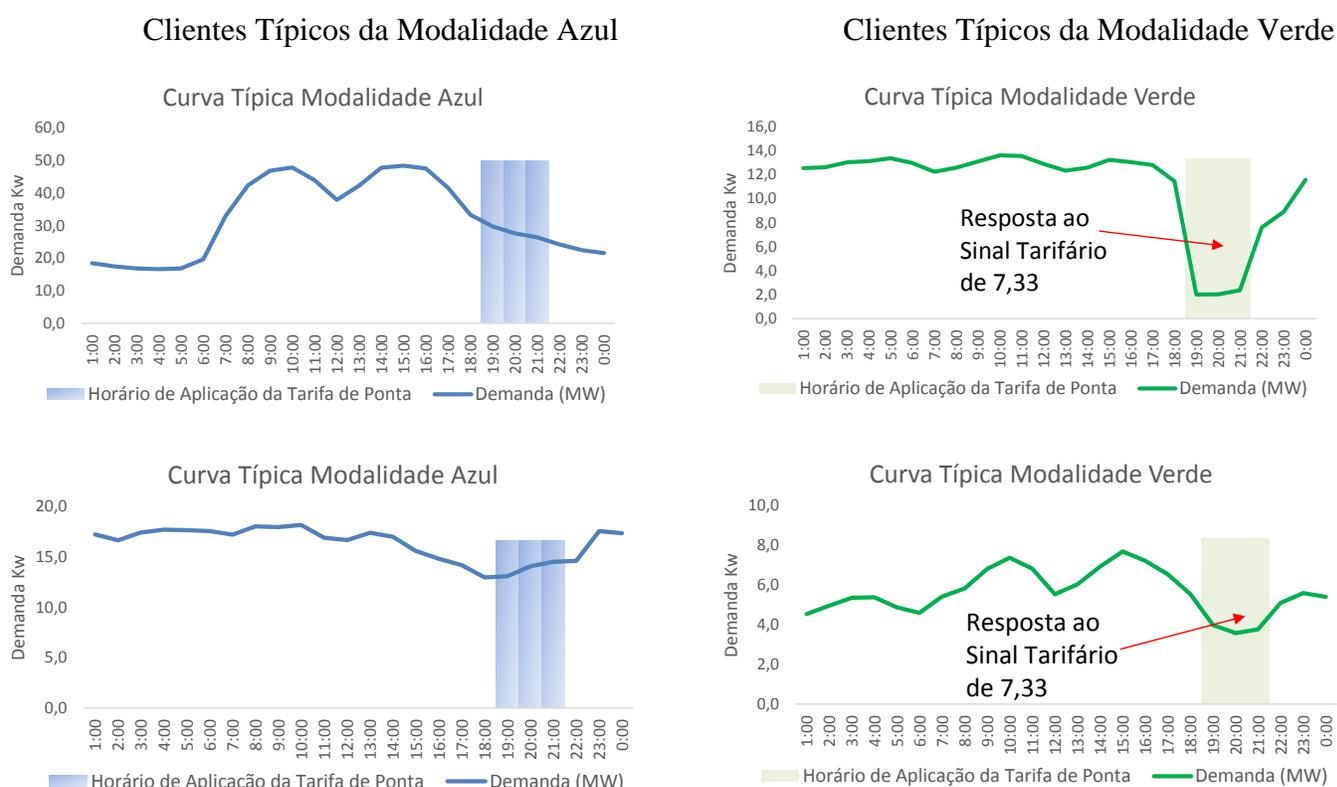
Porém, antes de propor esta redução do sinal, algumas precauções devem ser tomadas. O formato da curva mostrado acima sofre influência do comportamento dos consumidores submetidos aos sinais tarifários vigentes, assim, quando o sinal for alterado, a resposta destes consumidores às tarifas será diferente, podendo inclusive alterar o horário da demanda de pico. Em outras palavras, a alteração deve ser suficiente para melhor uso da capacidade já instalada sem a necessidade de expansão do sistema.

Como já mencionado, estas redes de distribuição atendem uma grande diversidade de clientes, então, para atingir o objetivo de aumentar o consumo nos horários de pico sem necessidade

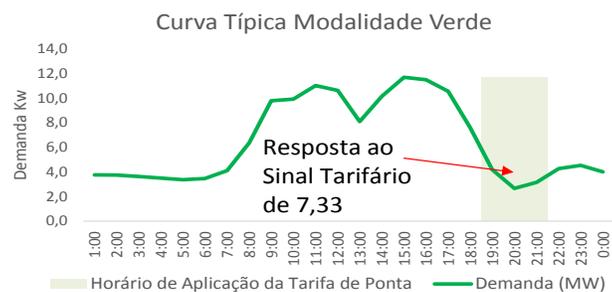
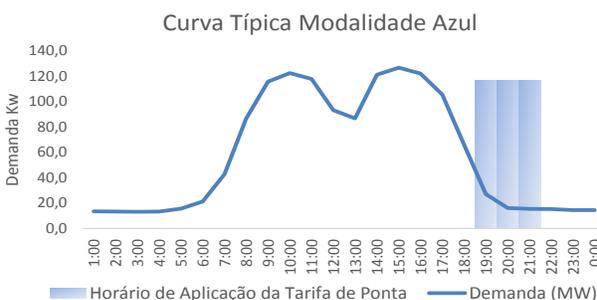
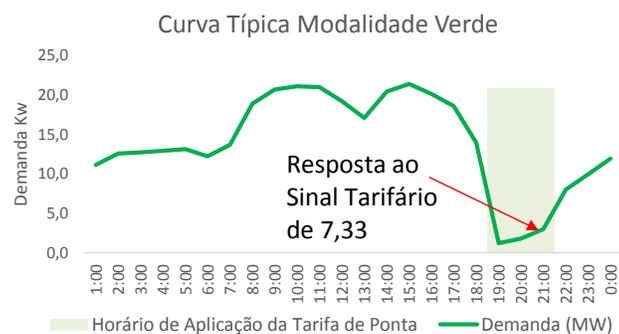
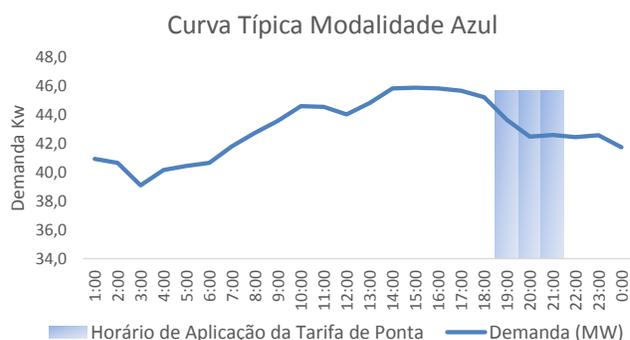
de expansão da rede, é necessário direcionar a alteração do sinal tarifário para um grupo de consumidores específico, sempre tendo o cuidado de manter o tratamento tarifário isonômico⁶.

Em meados de 2012, para fins de revisão tarifária (ver apêndice 1), a população de clientes da modalidade azul e verde foi analisada individualmente. Os gráficos a seguir mostram alguns comportamentos típicos de clientes nas modalidades tarifárias que possuem sinal tarifário horário (azul e verde).

Figura 15 - Comportamento Típico - Modalidades Azul e Verde



⁶ Tratamento Tarifário Isonômico: segundo as regras regulatórias vigentes, as tarifas devem ser iguais para todos os clientes enquadrados em determinada modalidade tarifária.

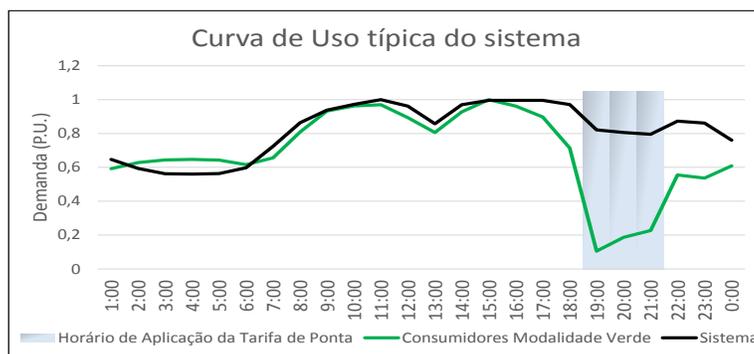


Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Conforme destacado na Figura 15 - , os clientes da modalidade verde são aqueles que apresentam maior sensibilidade (ou elasticidade ao sinal tarifário) e, portanto, supõe-se que são estes clientes que trariam maior retorno a partir da alteração do sinal tarifário.

Os vales no horário de ponta colaboram para a ociosidade da rede apontada na Figura 14 - , que mostra a curva total dos clientes verdes (somatório das curvas de todos os clientes verdes) e a curva típica de uso do sistema. As curvas estão normalizadas pela demanda máxima, para efeitos de comparação, pois o nível da curva do sistema é 95% maior em função dos outros clientes.

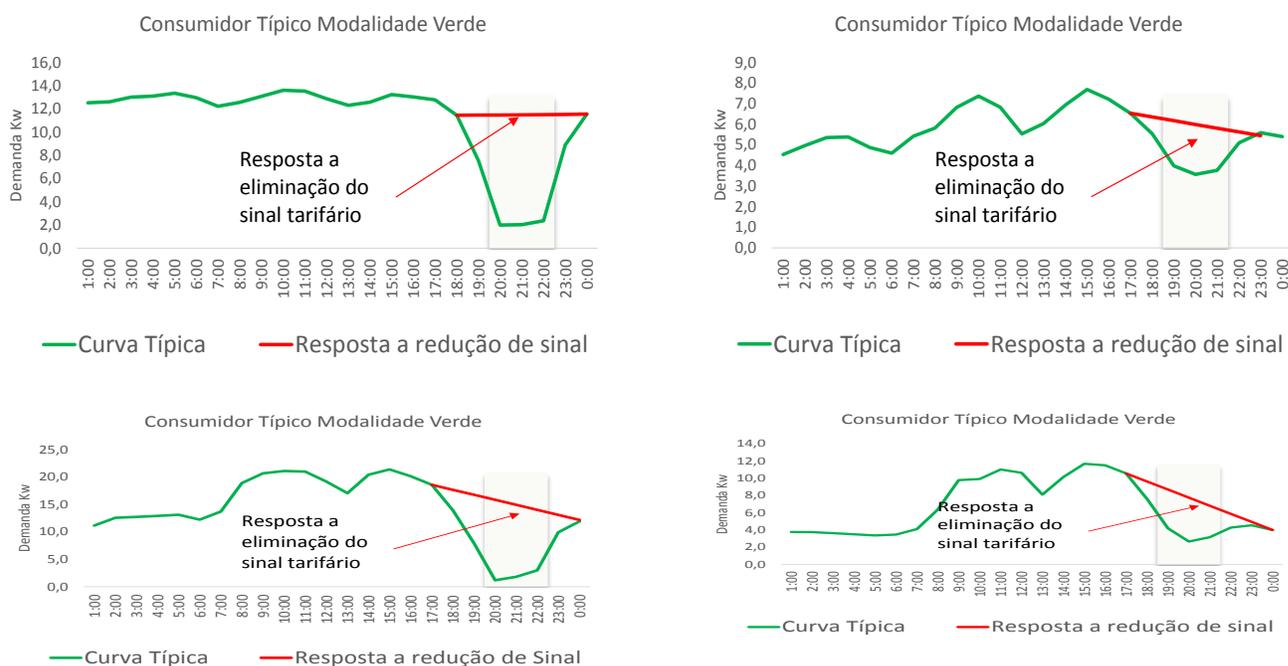
Figura 16 - Comportamento Coincidente – Consumidores vs. do Sistema



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Pela Figura 16 - , pode-se notar que a reação dos clientes verdes, influencia na folga da rede, no horário de aplicação das tarifas de ponta. Por isso, é necessário fazer uma simulação para estimar se a capacidade atual da rede suporta a redução do sinal tarifário (aumento do consumo) sem necessidade de expansão. A Figura 17 - abaixo mostra a resposta máxima a eliminação do sinal horário nas tarifas (tarifa de ponta = tarifa fora de ponta) para os clientes verdes típicos mostrados na Figura 15 - .

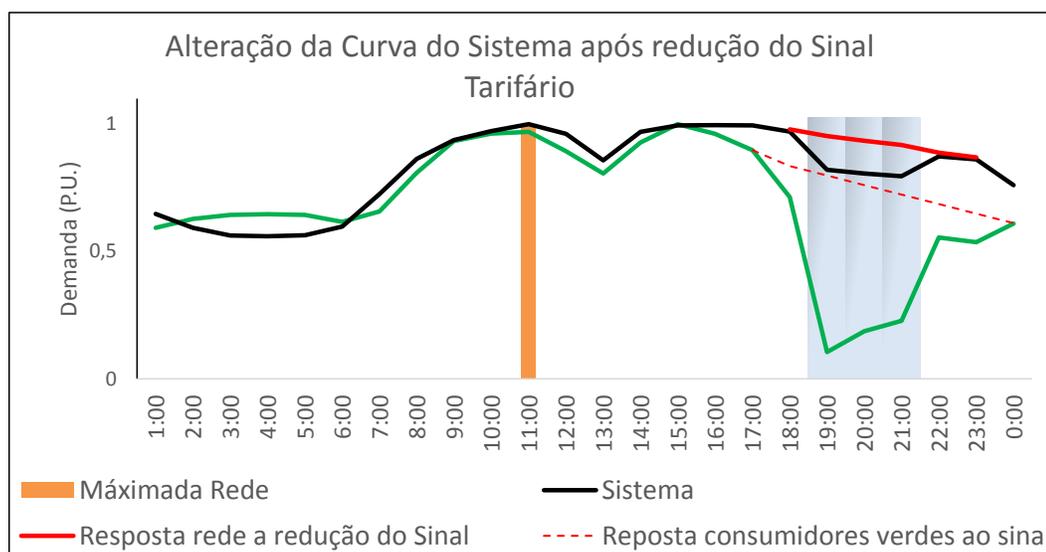
Figura 17 - Comportamento Esperado após Redução do Sinal Tarifário



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

A simulação do aumento referente ao potencial de mercado no horário de ponta tarifário (que ocorre entre 18h e 21h) é feita por extrapolação linear. Pela análise das curvas dos clientes, percebeu-se que a partir das 17h 30min., muitos consumidores começavam a reduzir seu consumo, retomando após o término do horário de ponta tarifário, às 21h. Portanto, a influência das tarifas mais altas no comportamento do consumidor é observada no período das 17h 30min. até às 21h 30min.. A lógica da extrapolação linear é assumir que os consumidores, em sua maioria industriais, manteriam o nível de consumo de energia elétrica das 17h30min., sem redução da produção ou substituição por geradores a diesel, alterando o consumo, linearmente, até o nível verificado, após o horário de ponta tarifário. Com base nesta hipótese, estima-se que o aumento da quantidade de energia elétrica consumida, a partir da redução do sinal das tarifas, foi de 13% em relação ao consumo total dos clientes verdes. A Figura 18 -, reflete esta simulação no comportamento da rede do sistema.

Figura 18 - Resposta do Sistema à Redução do Sinal Tarifário



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

A Figura 18 - mostra a situação extrema, em que todos os consumidores da modalidade verde respondem a redução do sinal tarifário com a máxima amplitude. Na figura vemos que a demanda de pico do sistema permaneceria no mesmo horário, às 11h da manhã, portanto é possível afirmar que, mesmo com resposta máxima dos consumidores a redução do sinal tarifário a rede existente suporta o aumento da demanda.

Esta afirmação é importante no seguinte sentido: as redes de distribuição são complexas e bastante ramificadas. As figuras apresentadas nesta dissertação ilustram a curva total das redes de distribuição, que é a soma das demandas de todas as redes de distribuição. Durante o processo de definição e planejamento do projeto, as análises foram mais minuciosas, para que houvesse garantia do sistema e que todas as redes fossem capazes de suportar a redução de sinal e o, conseqüente aumento do consumo. Foram analisadas 73 redes, das quais 80% delas suportavam o aumento de demanda a partir da redução do sinal tarifário, e os outros 20% estavam no plano de aumento de capacidade natural da empresa e, após esta ampliação, suportariam o aumento da demanda. Portanto, a redução do sinal tarifário para os consumidores da modalidade verde não implicou no aumento de investimentos além do que já estava no orçamento da empresa.

Até este ponto, foram apresentadas as opções tarifárias dos consumidores, o comportamento da rede e consumidores, sempre com viés de resposta ao sinal econômico. Foi mostrado que é possível reduzir o sinal tarifário, aumentando a receita⁷ sem necessidade de expansão da rede existente.

Para completar esta análise, é preciso assumir que os consumidores, em sua grande maioria indústrias, estão dispostos a responder a redução do sinal tarifário. Como mostrado, a tarifa de ponta para os clientes verdes é de 1.546 R\$/MWh, durante o período diário de aplicação destas tarifas os consumidores ou param de consumir ou acionam geradores movidos, em sua maioria, a óleo diesel como forma de substituir a energia elétrica fornecida pela distribuidora.

Para saber qual nível de tarifa seria competitivo com estes dois comportamentos (parada da produção ou troca por geradores a óleo diesel) foi realizada uma pesquisa com estes consumidores para identificar qual é o custo destas opções alternativas ao fornecimento de energia pela AES Sul. Os consumidores que utilizavam óleo diesel como alternativa, estavam pagando em torno de 750 R\$/MWh, praticamente metade da tarifa da AES Sul. Também foi identificado nesta pesquisa, que os consumidores estariam dispostos a pagar um preço além dos 750 R\$/MWh pela energia elétrica, para que não precisassem gerir os geradores a diesel o que não é seu negócio. Portanto, mesmo que a rede esteja dimensionada para suportar o aumento da demanda esperada, a tarifa de ponta deve

⁷ A redução do sinal tarifário implica na redução das tarifas do horário de ponta com a contrapartida do aumento de mercado. Então para afirmar que haverá aumento de receita é preciso que a elasticidade-preço da demanda seja maior do que 1. Isso será mostrado durante na descrição dos resultados.

ser reduzida do patamar de 1.500 R\$/MWh, para um valor em torno de 1.000 R\$/MWh para se tornar competitiva em relação a geração a óleo diesel.

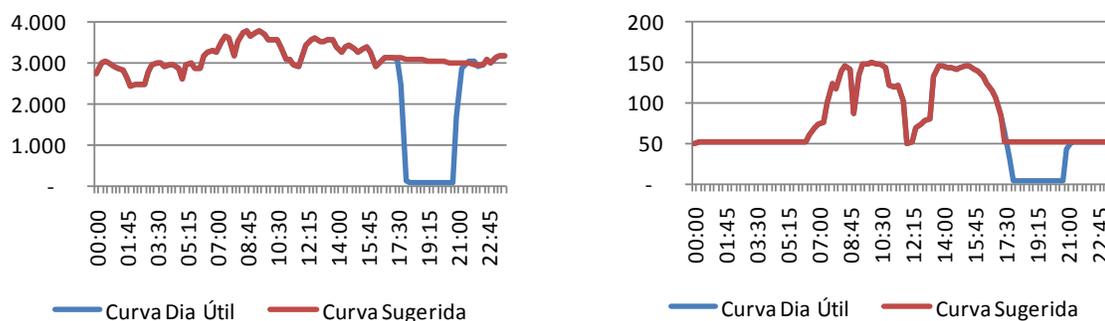
Em meados de 2012, durante o processo de revisão tarifária de 2013, a AES Sul atendia cerca de 4.800 clientes faturados na modalidade verde, devido às características destes consumidores, todos apresentavam um potencial aumento de mercado no período tarifário de ponta e todos foram analisados. Porém, o escopo deste projeto prevê, além da análise histórica, o acompanhamento mensal e ações de esclarecimentos individuais, junto aos clientes alvo deste trabalho. Portanto, devido aos processos operacionais de obtenção de dados individuais e limitação de pessoal para contato com os clientes escolhidos foi preciso reduzir a amostra. Dessa forma buscaram-se evidências no histórico da AES Sul, com objetivo de identificar aqueles com maior potencial e com maior propensão a consumir energia no horário de ponta.

Em 2007/2008, a AES Sul ofereceu a seus clientes duas modalidades de venda de energia: ECP (Energia complementar de Ponta) e EI (energia incremental de ponta), equivalente a pacotes de energia mais baratos, disponibilizados no horário de ponta. A hipótese era de que os clientes que consumiram este produto substituíam a energia elétrica por geradores próprios no horário de ponta, dessa forma entende-se que estes clientes têm maior probabilidade a voltar a consumir energia na ponta. Ao todo, foram identificados 132 clientes que representavam 6,9% do mercado de fornecimento no período de revisão tarifária. Estes clientes fazem parte do acompanhamento individual e mensal dos resultados. Além destes, para monitoramento individual, outros 86 clientes foram selecionados por ordem decrescente de potencial de aumento de receita. Ao todo, 218 clientes foram monitorados e assessorados individualmente.

O consumo de energia destes 218 clientes representa cerca de 8,3% do mercado total da AES Sul. Em termos de receita, eles representam, cerca de 6% do faturamento anual.

O potencial de mercado agregado na ponta, conforme gráficos mostrados na Figura 17 - , foram estimados individualmente por extrapolação linear. A Figura 19 - ilustra estes dois métodos.

Figura 19 - Método para Estimativa de Potencial de Mercado



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Contudo, o potencial de receita agregada, considerou as tarifas resultantes do estudo⁸ e, o mercado agregado, conforme metodologia acima. O potencial estimado de receita agregada foi de R\$ 60 milhões ao ano. Porém, como já mencionado, a distribuidora é o agente da cadeia produtiva do setor elétrico mais próximo do consumidor e, portanto, operacionaliza o faturamento para fazer frente a todos os custos do sistema. Assim, pela estrutura de custos da AES Sul, destes R\$ 60 milhões, apenas 19% ficam com a distribuidora, ou seja R\$ 11 milhões ao ano. E este é o potencial de aumento da receita ao ano para a distribuidora até a próxima revisão tarifária em 2018⁹.

Em 19 de abril de 2013, a revisão tarifária da AES Sul foi homologada e as novas tarifas entraram em vigência. A Tabela 4 - mostra a alteração tarifária ocorrida.

⁸ Uma das consequências da análise do sinal tarifário é propor sua alteração. Portanto, as expectativas de resultado já devem refletir essa alteração.

⁹ Pelos mecanismos regulatórios vigentes, conforme ANEEL, os ganhos com estrutura tarifária são permitidos no período entre revisões tarifárias. A cada revisão tarifária, estes ganhos são observados e repassados para a modicidade tarifária.

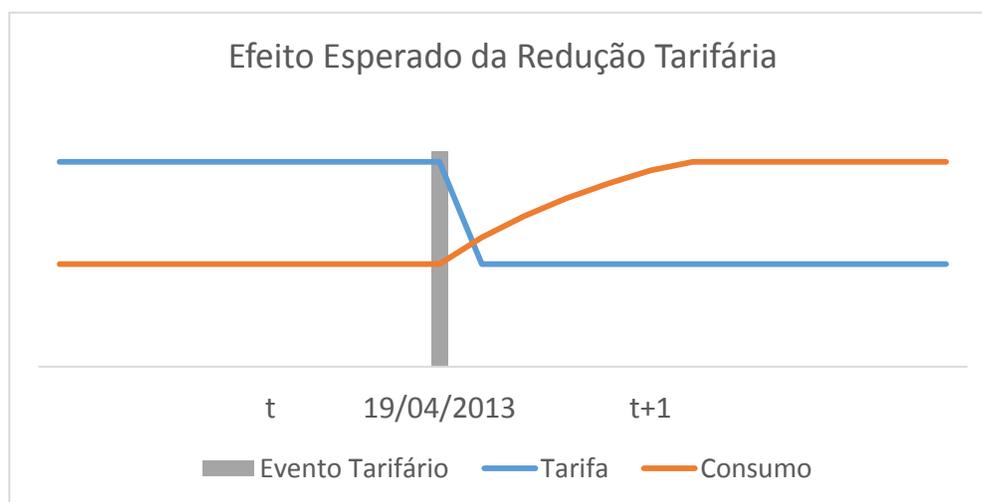
Tabela 4 - Alteração do Sinal Tarifário a Partir da Revisão de 2013

Modalidade Tarifária	Período de Aplicação	Tarifa de Demanda (R\$/Kw)		Tarifa de Energia (R\$/MWh)		Relação Ponta / Fora	
		Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	
		18h-21h	21h - 18h	18h-21h	21h - 18h	Demanda	Energia
Verde	Até Abril de 2013		12,25	1.546,53	211,11	NA	7,33
	A partir de Abril de 2013		10,96	1.016,94	215,17	NA	4,73

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Da Tabela 4 -, conclui-se que o sinal horário tarifário, caiu de 7,33 para 4,73¹⁰, reduzindo a tarifa de 1.546 R\$/MWh para 1.016,94 R\$/MWh. A modificação tarifária não foi suficiente para atingir o custo médio de produção a diesel de 750 R\$/MWh, porém entrou em uma faixa de valor que torna a energia elétrica competitiva frente ao uso de geradores a diesel, pela eliminação da responsabilidade operacional que as indústrias têm ao optar por operar uma planta de geração a diesel dentro de seus domínios.

A Figura 20 - ilustra a hipótese adotada, neste estudo de caso, qual seja, a partir da redução tarifária no período de ponta, os consumidores são incentivados a aumentar o consumo de energia elétrica neste período.

Figura 20 - Comportamento esperado a partir da redução do sinal econômico

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

¹⁰ A AES Sul propôs que a tarifa no horário de ponta fosse igual ao horário fora de ponta, ou seja, a eliminação do sinal econômico tarifário, porém a ANEEL considerou muito agressivo e propôs fazer uma transição gradual.

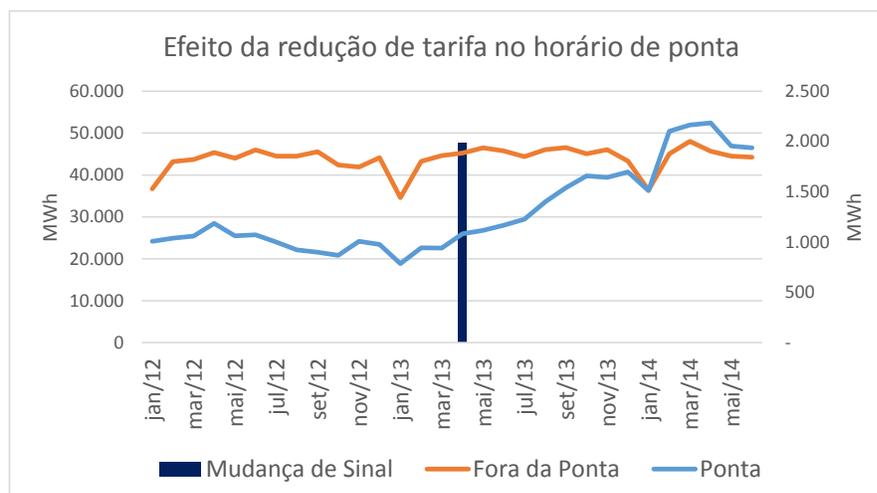
Em 19 de abril de 2013 a tarifa do horário de ponta é reduzida, portanto espera-se, a partir desta data, um aumento do consumo neste horário. Este aumento, deve se dar de uma forma gradual já que o impacto nas faturas dos consumidores pela redução tarifária é observado somente de um a dois meses após a alteração, em função do calendário comercial de faturamento. Além disso, a resposta por parte do consumidor foi imediata pois, anteriormente a redução da tarifa de ponta, houve uma campanha informativa direcionada aos clientes com potencial, com o intuito de que estes respondessem a este estímulo imediatamente. As novas tarifas foram aplicadas a partir de 19 de abril de 2013, por conseguinte, toda energia consumida a partir deste período foi faturada sob o novo regime tarifário. Porém, dependendo do vencimento da fatura individual, a percepção de queda das tarifas ocorreu somente um período após a alteração efetiva das tarifas.

3.2 ESTRATÉGIA EMPÍRICA

Os consumidores começaram a perceber a alteração das tarifas a partir de abril de 2013. Os resultados descritos a seguir, de forma agregada¹¹, buscam evidenciar as diferenças de consumo no horário de ponta do sistema antes e depois desta data e espera-se observar uma alteração no padrão de comportamento dos 218 clientes vinculados ao projeto.

Partindo para a avaliação dos dados da firma através da representação gráfica dos dados mensais medidos, a Figura 21 - mostra o consumo total acumulado de ponta e fora de ponta. O cenário refletido na Figura 21 - é a manutenção do sinal tarifário no período fora de ponta e redução no período de ponta em abril de 2013, ou seja, nos dados de consumo fora de ponta observa-se o crescimento natural do mercado, enquanto que no horário de ponta o crescimento é maior, em função do sinal de preço.

¹¹ Os dados individuais estão no Apêndice A.

Figura 21 - Efeito da Redução de Preço no Horário de Ponta

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

A Figura 21 - mostra a evolução do consumo no horário de ponta 14 meses antes e 14 meses depois da redução do preço. Percebe-se que, após a redução do sinal econômico, o consumo no horário de ponta cresce muito mais do que o consumo fora de ponta. Isto ocorreu, basicamente, por duas razões: substituição dos geradores a óleo diesel por energia elétrica, ampliação dos horários de produção das indústrias.

Na Tabela 5 - abaixo se mostra o crescimento acumulado (em relação ao período referente a 12 de maio a abril de 13) de mercado ponta e fora de ponta, para diferentes horizontes de tempo:

Tabela 5 - Crescimento de Mercado Após a Alteração Tarifária

Crescimento Consumo Acumulado		Horário de Ponta		Horário Fora de Ponta	
		MWh	% Crescimento*	MWh	% Crescimento*
mai/12	abr/13	11.226	0,00%	506.010	0,00%
set/12	ago/13	12.149	8,21%	511.348	1,05%
dez/12	nov/13	14.168	26,20%	519.392	2,64%
mar/13	fev/14	16.706	48,82%	522.482	3,26%
jun/13	mai/14	19.804	76,41%	525.076	3,77%
set/13	ago/14	21.513	91,63%	523.476	3,45%
dez/13	nov/14	21.888	94,97%	521.452	3,05%
jan/14	dez/14	22.024	96,18%	521.685	3,10%
fev/14	jan/15	21.913	95,20%	518.626	2,49%

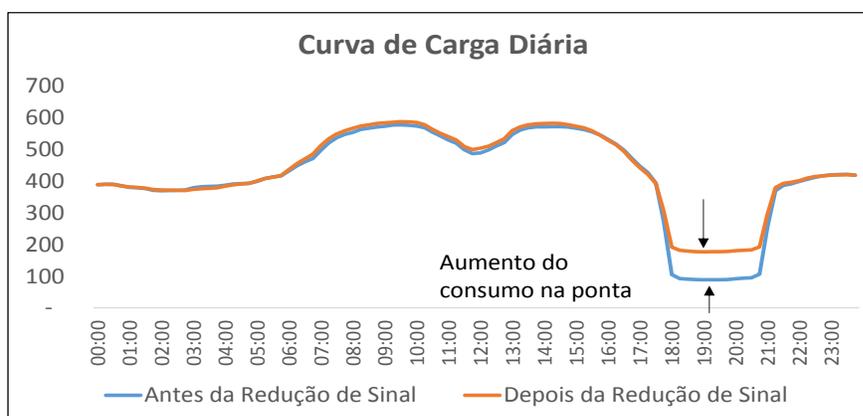
* em relação ao período mai/12 à abr/13

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Os dados da tabela mostram a rápida expansão do mercado no horário de ponta após a redução da tarifa. O crescimento mercado de ponta acumulado em 2014¹² (janeiro de 2014 a dezembro de 2014) foi 96,18% em relação ao mercado antes da alteração de sinal. Já o mercado no horário fora da ponta cresceu apenas 3,10%.

Como as redes estavam operando em folga no horário de ponta tarifário (ver Figura 14 -), esta expansão do mercado, neste horário, foi benéfica no sentido de aumentar a utilização da capacidade instalada dos ativos. Assim, como fora planejado, a redução do sinal tarifário aumentou a utilização das redes no horário de ponta tarifário, sem alterar a condição de demanda máxima, portanto, sem necessidade de novos investimentos por parte da AES Sul. A Figura 22 - abaixo mostra que o acréscimo de demanda dos consumidores deste projeto.

Figura 22 - Acréscimo de Demanda no Horário de Ponta



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Para testar a robustez dos resultados apresentados acima, realizou-se, primeiramente, o teste das diferenças de médias baseados em dados emparelhados. Segundo Kazmier (1982, p. 177), em situações em que a amostra não é aleatória, mas coletadas aos pares de valores, “[...] o teste apropriado para a diferença entre as médias das amostras consiste em determinar primeiro a diferença d entre cada par de valores, e então testar a hipótese nula de que a média das diferenças na população é zero [...]”.

¹² O corte da análise foi o mês de dezembro de 2014. A partir daí houve um aumento significativo de 39% nas tarifas da AES Sul, além da redução da atividade econômica nacional, o que afeta a produção das indústrias e, por consequência, o consumo de energia elétrica. A análise do impacto destes eventos não é objeto deste trabalho.

Este teste estatístico é aplicado nos dados da tabela do Apêndice “A”, que mostra o consumo médio de cada consumidor do projeto, para o período antes da implementação do projeto e, posterior ao projeto. A estatística descritiva dos dados deste anexo é mostrada na tabela abaixo:

Tabela 6 - Estatísticas de Mercado Após a Alteração Tarifária

Consumidor	Média de Consumo (MWh)			
	Antes da Redução Tarifária (1) - Até Março de 2013	Após da Redução Tarifária (2) - A partir de Abril de 2013	Dif (MWh) (2) - (1)	Var (%) (2) / (1)
Média	5,423	10,142	4,719	87%
DP	12,135	16,736	4,601	38%
Mediana	1,873	5,047	3,173	169%
Maior Valor	142,634	141,535	-1,099	-1%
Menor Valor	5	29	25	536%

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Para testar a diferença entre as médias, primeiramente, calcula-se a média das diferenças entre os pares de observações:

$$D = \frac{\sum d}{n} \quad ((6))$$

Depois se calcula o desvio padrão das diferenças entre as observações emparelhadas, conforme:

$$S_d = \sqrt{\frac{\sum d^2 - n * D^2}{n - 1}} \quad ((7))$$

O erro padrão da diferença média é dado por:

$$S_D = \frac{S_d}{\sqrt{n}} \quad ((8))$$

Uma vez calculado o erro padrão da diferença média, as distribuições t são apropriadas para testar a hipótese nula de que $D = 0$.

$$t = \frac{D}{S_D} \quad (9)$$

Aplicando a formulação recém descrita aos dados do Anexo III, tem-se que:

$H_0: \mu_1 = \mu_2$ (as médias dos pares emparelhados são iguais)

$H_1: \mu_1 \neq \mu_2$ (as médias dos pares emparelhados são diferentes)

$t_{\text{crítico}} (gl = 297; \alpha=0,01) = \pm 2,576$

Tabela 7 - Testes de Diferenças das Médias

Média Antes da Redução Tarifária	5,373.09
Média Após Redução Tarifária	10,049.26
d	4,676.17
S_d	12,263.95
S_D	830.62
t	5.63

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Como $t > t_{\text{crítico}}$, rejeita-se a hipótese nula de que as médias são iguais, ou seja, o resultado esperado do projeto é verificado por este teste, qual seja, houve alteração do nível de consumo no horário de ponta tarifário após a redução das tarifas, tal como esperado.

Para calcular a receita agregada para a distribuidora em função deste projeto, deve-se considerar somente o montante adicional de mercado e multiplicar pela parte da tarifa que remunera a distribuidora. De acordo com a Figura 22 - , o mercado adicional é equivalente a área entre a curva laranja e a curva azul.

A tabela abaixo mostra a receita adicionada à distribuidora. Como esta receita não tem custo associado, logo é lucro direto para o acionista.

Tabela 8 - Receita Adicionada, sem custo Adicional

Ganho de Receita	
Tarifa (R\$/MWh) [1]	381
Mercado Adicionado (MWh) [2] ¹	14.763
Receita Adicionada (R\$) [1]*[2] ¹	5.622.167

* Abril/13 à Dez/14

Fonte: Elaboração do Autor (2016)

No período entre abril de 2013 e dezembro de 2014, este projeto adicionou a AES Sul 5,6 milhões de reais, sem qualquer custo adicional para si ou para seus clientes e, ainda, corrigiu ineficiência alocativa introduzida pelas tarifas, que induziam os consumidores a procurar um

substituto energético a um custo mais elevado, do que o custo real de atendimento pela distribuidora de energia. Portanto, apenas a partir de uma alteração de preço, ou incentivo econômico, os consumidores deixaram de usar geradores a diesel.

3.3 TESTE ECONOMETRICO DE DIFERENÇAS EM DIFERENÇAS

A fim de verificar a robustez dos resultados preliminares, utilizou-se o método de diferenças com efeito fixo para dados do painel que é aplicado.

Segundo Wooldridge (2003), os experimentos naturais ocorrem quando algum evento exógeno, **como uma política de alteração de preços, altera o ambiente no qual os indivíduos estão inseridos. Para analisar um experimento natural é necessário ter um grupo controle, não afetado pela alteração da política e, um grupo de tratamento que foi atingido pela alteração do ambiente.**

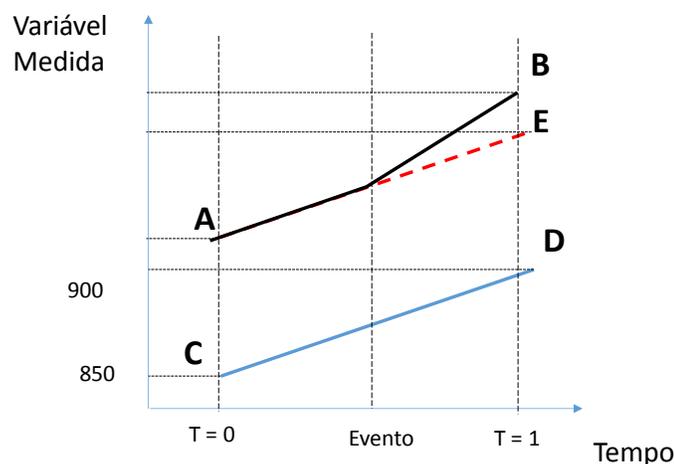
Segundo Peixoto (2012, p. 53), o método de diferenças em diferenças é empregado em experimentos naturais (ou *quase experimentos*) em que um evento ocorre e permite formar dois grupos: tratamento e controle, parecidos em diversos aspectos, mas somente um grupo é afetado pelo evento. A origem do choque evento pode, por exemplo, ser de ordem natural (furacões, terremotos), alterações institucionais (leis, programas populares), econômicas (choque de preços) e outros.

O estudo apresentado nesta dissertação pode ser analisado pelo método de diferenças em diferenças pois: é um experimento natural a partir de um evento econômico; possui um grupo de tratamento e um de controle e há disponibilidade de dados antes e depois do evento para ambos grupos (energia na ponta e fora de ponta).

Como já mencionado, o grupo objeto deste trabalho é composto por 218 consumidores industriais, e os dois grupos de variáveis observadas são o consumo no horário de ponta e no horário fora de ponta tarifário destes consumidores.

Segundo Peixoto (2012, p. 55), a principal hipótese do método é que a trajetória temporal do grupo de controle é o que aconteceria com o grupo de tratamento caso não houvesse a intervenção. Esta hipótese pode ser validada a partir da análise dos dados pré-evento mostrando que estes são semelhantes. A Figura 23 - ilustra tal hipótese.

Figura 23 - Representação da Hipótese do Método de Diferenças em Diferenças



Fonte: Peixoto (2012, p. 57)

A partir da Figura 23 - acima, mede-se a magnitude do impacto do programa pelas diferenças entre os pontos:

$$\text{Impacto do programa} = (B - A) - (D - C) \quad (10)$$

Ainda, o método pode ser representado esquematicamente pela tabela abaixo:

Quadro 1 - Esquema do Método de Diferenças em Diferenças

	ANTES	DEPOIS	DIFERENÇAS
CONTROLE	A	B	A - B
TRATAMENTO	C	D	C - D
DIFERENÇAS	A - C	B - D	(C-D) - (A-B)

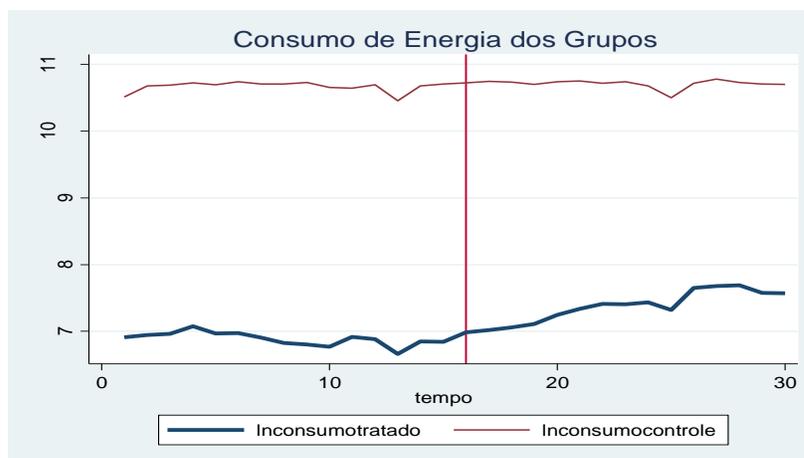
Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Onde (A-B) e (C-D) mostram em que medida os grupos controle e tratamento se alteram a partir do impacto do evento que se quer medir. Como hipótese, o grupo controle não sofre alteração em função do evento, somente em razão de outros fatores, que também influenciam o grupo de

tratamento. Já (A-C) e (B-D), representam as diferenças entre os grupos antes e depois do evento. Subtraindo (A-B) de (C-D), ou (A-C) e (B-D), que é a mesma coisa, encontra-se a diferença da diferença entre os dois grupos para os dois períodos.

A hipótese central para identificação do impacto da redução da tarifária no consumo de ponta em relação ao consumo fora de ponta, é que na ausência da política de redução tarifária, as trajetórias das variáveis de consumo de energia de ponta e não ponta seguiriam trajetórias paralelas. Dessa forma, quaisquer outros choques que pudessem vir a afetar as trajetórias das variáveis de interesse entre o grupo tratado (consumo de ponta) e o grupo controle (consumo não ponta) exerceriam a mesma influência, como mostra a Figura 24 - .

Figura 24 - Consumo Agregado – Horário de Ponta e Fora de Ponta



Fonte: Elaboração do Autor (2016)

Assim sendo, quaisquer desvios observados nas trajetórias das variáveis de interesse entre os dois grupos, em períodos posteriores a intervenção, de fato pode ser atribuída ao efeito da p

A equação estrutural a ser estimada na análise para testar a hipótese elaborada, é dada da seguinte maneira:

$$Y_{ijt} = \alpha + \theta_i + \lambda_t + \beta_0 T_{ij} + \beta_1 T_{ij} * Periodo_t + \epsilon_{ijt} \quad (11)$$

Onde:

$i=1, \dots, 218$ empresas, $j=1, \dots, 436$ informações do consumo de ponto e não ponta, e $t=01/2012, \dots, 05/2016$.

Y_{it} : representa o consumo de energia da empresa i no modo j no período t .

θ_i : é o efeito fixo da empresa i , que captura as características não observáveis e fixas ao longo do tempo da empresa que influencia a variável dependente

λ_t : controla choques que ocorrem ao longo do tempo mas que afetam todas as observações da mesma forma.

T_{ij} : indica o tratamento sofrido pelo consumidor i na modalidade de consumo j .

$(T_{ij} * Período_t)$: é a interação entre as variáveis binárias “ T_{ij} ” e o $Período_t$. A primeira assume valor um para o consumo dos consumidores i na modalidade j (de ponta) e zero para o consumo empresarial i na modalidade (não ponta), a segunda assume valor um para todas as observações posteriores a implantação da política de redução tarifária (04/2013), e zero para as observações de períodos anteriores.

β : é o coeficiente estimado, associado à interação das variáveis acima. Captura o efeito da política de redução tarifária sobre a variável de consumo de energia. É, portanto, a estimativa de “ β ” que mede o impacto causal da política redução tarifária sobre a variável dependente, sendo válidas as hipóteses do método de diferenças em diferenças.¹³

As diferentes formas de análise da variável dependente são destacadas a seguir junto com suas respectivas fontes:

Consumo de Energia (industrial) – em logaritmo natural dos valores absolutos obtidos da Empresa distribuidora de energia elétrica AES Sul no período de janeiro de 2012 a maio de 2016;

Consumo de Energia (industrial) – em valores absolutos (MWh) obtidos da Empresa distribuidora de energia elétrica AES Sul no período de janeiro de 2012 a maio de 2016;

Todas as informações acima foram obtidas para as 218 empresas nas modalidades de consumo de ponta e não ponta, totalizando 436 observações.

A equação (11) foi estimada em diferentes especificações no que concerne à definição do período de “tratamento” de implantação da política redução tarifária. Em virtude da janela de tempo considerada como de exposição à política ser de 04/2013 a 05/2016, para análise de robustez dos resultados dividiu-se a análise em três diferentes janelas anterior e posterior ao efeito da política:

- a) amostra inteira: onde todas as observações foram analisadas;

¹³ Para uma maior discussão do método de diferenças em diferenças ver Angrist e Pischke (2014).

- b) um ano: foram considerados somente os dados de um ano antes e, de um ano depois do choque exógeno;
- c) seis meses: foram considerados somente os dados de seis meses antes e, de seis meses depois do choque exógeno.

Os erros padrão foram estimados de forma robusta a heterocedasticidade.

Os resultados da tabela a seguir corroboram a hipótese de que a redução tarifária alterou o comportamento do grupo de tratamento (consumo na ponta), ao nível de significância de 1%. A análise de regressão foi estimada com as variáveis em logaritmo e, portanto, os coeficientes β estimados representam o valor % de incremento da variável dependente.

Tabela 9 - Efeito Redução das Tarifas de Consumo na Ponta

	Amostra Inteira	Um Ano	Seis Meses
Efeito tratamento	0.8332***	0.7673***	0.5047***
(estimador β)	(0.0866)	(0.0811)	(0.0785)
Grupo	-4.8887***	-4.9395***	-4.8775***
	(0.0959)	(0.0992)	(0.1019)
_cons	12.1022***	11.9591***	12.0921***
	(0.0568)	(0.0587)	(0.0538)
r2	0.79	0.81	0.82
N	21992	10586	6418

Standard errors in parentheses

* $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Com base nos resultados da Tabela 9 - é possível constatar que a partir de 04/2013 houve um aumento de 83,32% no consumo de energia do tipo consumo na ponta, isto avaliando todas as observações da amostra. Em uma segunda análise, com uma amostra menor, com observações de um ano antes e um ano depois do choque, observou-se um aumento de 76,73% no consumo e, por fim, em uma terceira análise, com um recorte ainda menor, de seis meses antes e seis meses posterior ao choque, verificou-se um aumento de 50,47% no consumo. Estes resultados revelam que realmente com a política de redução da tarifa sobre o consumo de ponta, houve uma forte expansão no consumo e esta alteração se intensifica a partir do aumento da janela de observação.

Com o intuito de realizar uma checagem de robustez dos resultados encontrados, foram estimados alguns efeitos placebos. Conforme, destacam Rocha e Soares (2010), estas análises tem como finalidade antecipar ou (falsear) o choque exógeno (tarifário), que no caso em análise fora aplicado em 04/2013 e avaliar os parâmetros relacionados ao efeito tratamento, esperando que os resultados não sejam significativos, se isto ocorrer, há indicação de que as trajetórias dos consumos são estáveis antes do verdadeiro choque de redução de tarifa.

Ao analisarmos a Tabela 11, tem-se que em todos os períodos avaliados, os parâmetros placebos não foram estatisticamente significativos. Isso revela que, anteriormente ao verdadeiro choque as trajetórias do consumo tanto de ponta, como não ponta, eram paralelas. Dessa forma, o resultado mostrado na Tabela 9 - torna-se, ainda, mais robusto, já que a análise foi feita considerando o choque exógeno seis meses antes do verdadeiro, com três janelas de análise e nenhum efeito foi verificado.

Tabela 10 - Efeito Placebo da Redução das Tarifas de Consumo na Ponta

	Amostra Reduzida	Seis meses	Três meses
Tratamento	-0.039 (0.094)	-0.0398 (0.094)	-0.0483 (0.092)
Grupo	4.906*** (0.1253)	-4.906*** (0.1253)	-4.906*** (0.1253)
Constante	12,114*** (0.051)	12,114*** (0.0514)	12.080*** (0.060)
R ²	0.84	0.84	0.85
n	5118	4701	4262

Fonte: Resultados da pesquisa. Os erros padrão foram estimados na forma robusta a heterocedasticidade. Nível de significância * $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$.

Os resultados da Tabela 11 foram avaliados considerando a amostra sendo de 01/2012 a 03/2013 e o choque antecipado em seis meses antes, ou seja, em 10/2012. Este resultado foi avaliado com base em três recortes. O primeiro diz respeito à análise com a amostra reduzida, com o banco de 01/2012 a 03/2013 e, o choque sendo em 10/2012. Logo após, avaliou-se o choque sendo em 10/2012, porém com a amostra, ainda mais focada na quebra, contendo informações de consumo das empresas no período de 05/2012 a 03/2013 (seis meses antes e seis meses depois) e, por fim estimou-se o efeito do choque sendo em 10/2012, porém com um recorte ainda menor, no

período de 08/2012 a 01/2013 (três meses antes e três meses depois). Em todos os resultados dos parâmetros que reportam ao efeito placebo, nenhum foi estatisticamente significativo, indicando que realmente, anteriormente ao verdadeiro choque, as trajetórias dos tipos de consumo eram paralelas. Assim, a hipótese deste trabalho, de que é possível aumentar o consumo de energia elétrica no horário de ponta tarifário, sem necessidade de investimentos adicionais, a partir da alteração da política tarifária, esta mostrou um instrumento eficiente para incentivar o uso mais adequado dos recursos disponíveis, já que com a redução do preço da tarifa houve um acréscimo entre 50,47% e 83,32%, dependendo da janela temporal avaliada.

4 CONCLUSÃO

O objetivo desta dissertação foi testar a resposta do consumidor a uma alteração do sinal econômico horário repassado através das tarifas de energia elétrica e, a partir desta reposta, observar uma melhora no uso da capacidade instalada dos ativos de distribuição de energia elétrica, para o caso da AES Sul no período após abril de 2013 a maio de 2016.

Os dados apresentados na dissertação (na Tabela 5 - e Figura 24 -) indicam que houve um aumento do consumo, no horário de ponta tarifário após a redução da tarifa, ou seja, o consumidor passou a demandar mais energia elétrica da distribuidora deixando de utilizar geradores a diesel ou reduzindo sua produção.

Os testes estatísticos se mostraram consistentes, indicando a robustez dos resultados e, portanto, a hipótese do trabalho de que haveria melhora no uso dos ativos da AES Sul a partir da alteração do sinal econômico foram corroboradas pelas evidências empíricas e estatísticas apresentadas neste trabalho.

A principal implicação deste trabalho é que, após a confirmação da hipótese testada, as distribuidoras de energia elétrica devem aprofundar seus estudos sobre estrutura tarifária, e verificar se estão operando em condição de eficiência alocativa.

Os resultados empíricos deste trabalho mostraram que o consumidor de energia elétrica, objeto deste trabalho, responderam a redução da tarifa de 1.546 R\$/MWh para 1.006 R\$/MWh (redução de 35%) aumentando seu consumo no horário de ponta tarifário (horário fora de pico), deixando de utilizar geradores a óleo diesel a um custo médio de 750 R\$/MWh.

Além disso, o aumento de consumo no horário de ponta foi significativamente maior do que no horário fora de ponta. Isso é uma evidência de que o consumidor respondeu ao sinal econômico e não a outro fator externo, pois, neste caso, o consumo fora de ponta, também teria aumentado. Os resultados dos testes econométricos pelo método de diferenças em diferenças, corroboram com a afirmação acima ao nível de significância de 1%, ou seja, os resultados mostraram-se robustos.

A principal contribuição deste trabalho foi revelar, a partir da análise dos dados microeconômicos, obtidos ao nível das firmas, que o uso estratégico da estrutura tarifária pode melhorar a condição de operação das empresas de distribuição de energia elétrica, sem contrapartida de investimentos adicionais.

Uma limitação deste estudo é que, quando aplicado a outras empresas, os resultados podem não ser semelhantes aos aqui apresentados, pois as diferentes empresas podem estar operando em níveis diferentes de eficiência alocativa. Assim, não é pretensão desta dissertação apresentar uma fórmula geral e completa para melhoria da eficiência alocativa das empresas e de suas receitas e lucros, mas chamar a atenção para a oportunidade que os sinais econômicos oferecem e, do uso da moderna análise econométrica para avaliar importantes decisões de política empresarial.

Além disso, fica claro que o moderno instrumental de análise de avaliação econométrica é extremamente útil na análise de políticas e decisões empresariais baseadas em evidências. Tal metodologia pode e deveria ser aplicada também por parte das empresas em seu processo de auditoria interna e externa, para avaliar as decisões tomadas. O instrumental econométrico fornece um método transparente e robusto de avaliar as políticas adotadas, o seu grau de significância bem como os resultados, quando são controlados outros fatores exógenos que poderiam afetar os resultados obtidos. Esta abordagem tem sido amplamente usada na área de recursos humanos, numa área que se convencionou chamar de “*insider econometrics*”.

Esta dissertação, portanto, constitui-se em uma pequena, mas importante contribuição sobre oportunidades de negócio, a partir da melhoria do uso da capacidade instalada, com o aumento da receita e, sem a necessidade dos investimentos, em um ambiente fortemente regulado, como o de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- ANGRIST, J.D.; PISCHKE, J.S. **Mostly Harmless Econometrics: An Empiricist's Companion**. Princeton University Press, 2009.
- BERGSTROM, T; MACKIE-MASON, J. K. **Some Simple Analytics of Peak Load Pricing**. Santa Barbara: Department of Economics, Santa Barbara University, 1991.
- BOITEUX, M. Peak-Load Pricing. **The journal of business**, Chicago, v. 33, n. 2, p 157-169, Apr. 1960. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2351015>>. Acesso em: 07 out. 2016.
- CREW, M.; FERNANDO, C. S.; KLEINDORFER, P.R. The Theory of Peak Load Pricing: A Survey. **Journal of Regulatory Economics**, Dordrecht, v. 1, p. 215-248, Aug. 1995. Disponível em: <<http://opim.wharton.upenn.edu/risk/downloads/archive/arch241.pdf>>. Acesso em: 18 ago. 2016.
- DAVIDSON, R.K. **Price Discrimination in Selling Gas and Electricity**. Baltimore: Johns Hopkins, 1955.
- DELGADO, M. A. P. **A Estrutura Tarifária em Monopólios Naturais**. Brasília: Instituto ABRADÉE; Synergia, 2011.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUA, ESGOTO E ENERGIA – DNAEE. **Eletrobrás. Nova Tarifa de Energia Elétrica: Metodologia e Aplicação**. Brasília, 1985.
- EL HAGE, F.S. **A Estrutura Tarifária de Uso das Redes de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: Análise e Crítica do Modelo Vigente e Nova Proposta Metodológica**. 2011. Tese (Doutorado em Engenharia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.
- FORTUNATO, L.A.M. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção Elétrica**. Niterói: Universitária, 1990.
- FUGIMOTO, S. K. **Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica Análise Crítica e Proposições Metodológicas**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- GRAHAM, A. **Como Escrever e Usar Estudos de Caso Para Ensino e Aprendizagem no Setor Público**. Brasília: ENAP. 2010.
- ICHNIOWSKI, C; SHAW, K. L. **Insider Econometrics: Empirical Studies of How Management Matters**. Cambridge: National Bureau of Economic Research, 2009. (Working Paper, 15618).
- KAZMIER, L. **Estatística aplicada à Economia e Administração**. Arizona: McGraw-Hill do Brasil, 1982.
- MANKIWI, N. G. **Introdução à economia**. 3. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2005.

MUNASINGHE, M. **Pinciples of Modern Electricity Pricing**. Proceedings of IEEE, New York, v. 69, 1981.

NETZ, J.S.; **Price Regulation: A (Non Technical) Overview**. Indiana: Department of Economics, Purdue University, 1999.

PEIXOTO, B.; PINTO, C.C.X.; FOGUEL, M.N. **Avaliação Econômica de Projetos Sociais**. São Paulo: Dinâmica, 2012.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 4. ed. São Paulo: Makron Books, 1999.

RAMOS, D.S.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N.J. **Porque o preço de energia varia entre as distribuidoras?** Rio de Janeiro: GESEL, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

RAUBER, C. **Custo Marginal na Indústria de Energia Elétrica Brasileira**. 2005. Monografia (Graduação em Economia) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

ROCHA, R.; SOARES, R.R. Evaluating Impact of Community-Based Health Interventions: Evidence form Brazilian's Health Program. **Health Economics**, Bonn: v. 19, p. 126 – 158, 2010, Germany.

SHAW, K. L. **Insider Econometrics: A Road Map with Stops along the Way**. Stanford: National Bureau of Economic Research, Labour Economics, 2009.

BHATTACHARYYA, S. C. **Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance**. London: Springer, 2011.

TRAIN, K.E. **Optimal Regulation – The Economic of Natural Monopoly**. Cambridge: MIT Press, 1997.

TREMOLET, S.; BINDER, D. Body of Knowledge on Infrastructure and Regulation. **World Bank**, Nov. 2009. Disponível em <<http://regulationbodyofknowledge.org/>>, Acesso em: 05 set. 2016.

VARIAN, H.R. **Microeconomia, uma abordagem moderna**. 9. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

VALTER, E. M. **Tarifas de Energia Elétrica: Custos Marginais Aplicados às Classes de Consumidores**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

VISCUSI ET AL. **Economics of Regulation and Antitrust**. 3th ed. Cambridge: MIT Press, 2000.

APÊNDICE A – CONSUMO MÉDIO CONSUMIDORES DO PROJETO

Consumidor	Média de Consumo (MWh)		Dif (MWh) (2) - (1)	Var (%) (2) /(1)
	Antes da Redução Tarifária (1) - Até Março de 2013	Após da Redução Tarifária (2) - A partir de Abril de 2013		
1	25.403	24.986	-416	-1,6
2	142.634	141.535	-1.099	-0,8
3	22.047	6.050	-15.998	-72,6
4	30.321	33.581	3.260	10,8
5	2.920	71.557	68.637	2.350,7
6	299	441	142	47,5
7	2.674	3.238	564	21,1
8	6.074	37.849	31.774	523,1
9	18.304	28.873	10.569	57,7
10	53.099	48.136	-4.963	-9,3
11	16.074	62.398	46.324	288,2
12	9.229	5.367	-3.862	-41,8
13	20.767	27.562	6.795	32,7
14	6.974	9.435	2.462	35,3
15	1.217	16.540	15.324	1.259,2
16	11.681	15.940	4.260	36,5
17	7.008	7.867	859	12,3
18	6.611	14.030	7.419	112,2
19	3.353	2.264	-1.089	-32,5
20	29.046	45.124	16.078	55,4
21	10.557	6.322	-4.235	-40,1
22	1.943	41.155	39.212	2.018,3
23	2.523	2.671	148	5,9
24	8.991	11.975	2.985	33,2
25	1.599	3.479	1.880	117,6
26	450	7.330	6.880	1.529,1
27	1.559	1.454	-105	-6,7
28	5.845	2.366	-3.479	-59,5
29	6.277	17.115	10.838	172,7
30	7.479	20.321	12.842	171,7
31	10.543	14.894	4.351	41,3
32	21.198	5.525	-15.673	-73,9
33	513	12.454	11.941	2.326,8
34	3.897	3.898	1	0,0
35	1.771	3.904	2.133	120,5
36	6.299	11.822	5.523	87,7
37	5.457	18.680	13.223	242,3
38	1.578	6.525	4.947	313,5
39	7.374	13.398	6.024	81,7
40	7.166	5.400	-1.766	-24,6
41	2.810	5.364	2.554	90,9
42	2.942	1.654	-1.289	-43,8
43	1.126	883	-243	-21,6
44	3.872	30.312	26.440	682,8

Consumidor	Média de Consumo (MWh)		Dif (MWh) (2) - (1)	Var (%) (2) /(1)
	Antes da Redução Tarifária (1) - Até Março de 2013	Após da Redução Tarifária (2) - A partir de Abril de 2013		
45	2.096	8.060	5.964	284,5
46	3.979	8.316	4.337	109,0
47	234	572	338	144,4
48	1.138	5.612	4.474	393,3
49	3.143	6.226	3.084	98,1
50	5.655	5.773	118	2,1
51	266	705	439	164,8
52	5.008	9.138	4.130	82,5
53	6.764	3.003	-3.761	-55,6
54	3.138	8.336	5.198	165,6
55	665	24.500	23.835	3.585,2
56	665	442	-224	-33,7
57	1.375	10.385	9.010	655,2
58	1.799	14.974	13.175	732,2
59	2.347	3.782	1.435	61,2
60	2.288	2.127	-161	-7,0
61	8.197	6.861	-1.337	-16,3
62	2.567	2.398	-169	-6,6
63	1.512	2.631	1.119	74,0
64	960	1.004	44	4,5
65	471	7.311	6.841	1.453,4
66	3.203	274	-2.928	-91,4
67	234	383	149	63,8
68	724	4.786	4.062	561,5
69	3.558	2.825	-734	-20,6
70	1.790	1.691	-99	-5,5
71	3.858	13.385	9.527	246,9
72	1.135	1.804	670	59,0
73	192	327	135	70,4
74	1.621	2.263	642	39,6
75	7.306	6.942	-364	-5,0
76	12.433	6.639	-5.794	-46,6
77	1	1		0,0
78	570	3.141	2.571	451,1
79	414	1.977	1.563	377,3
80	5.750	7.082	1.332	23,2
81	337	545	208	61,8
82	824	1.925	1.101	133,6
83	4.232	6.280	2.048	48,4
84	131	156	25	19,1
85	722	10.250	9.529	1.320,7
86	6.466	3.544	-2.922	-45,2
87	3.644	70.757	67.113	1.841,6
88	54.082	31.850	-22.232	-41,1
89	3.231	8.982	5.751	178,0
90	9.573	11.479	1.907	19,9
91	1.338	1.598	260	19,4

Consumidor	Média de Consumo (MWh)		Dif (MWh) (2) - (1)	Var (%) (2) /(1)
	Antes da Redução Tarifária (1) - Até Março de 2013	Após da Redução Tarifária (2) - A partir de Abril de 2013		
92	6.061	4.592	-1.469	-24,2
93	8.911	8.259	-652	-7,3
94	258	4.111	3.853	1.493,0
95	2.069	77	-1.992	-96,3
96	254	1.142	888	349,6
97	475	11.675	11.200	2.355,8
98	4.348	3.997	-350	-8,1
99	1.717	1.316	-401	-23,3
100	2.237	13.125	10.888	486,7
101	555	7.416	6.861	1.236,0
102	134	207	72	53,9
103	581	3.304	2.723	468,9
104	1.358	1.950	593	43,7
105	341	1.520	1.178	345,1
106	776	6.657	5.881	757,8
107	2.944	28.666	25.722	873,6
108	28.670	74.835	46.165	161,0
109	8.965	15.032	6.068	67,7
110	9.279	46.372	37.093	399,8
111	95	29	-66	-69,4
112	279	63	-217	-77,6
113	81	61	-21	-25,5
114	2.037	934	-1.104	-54,2
115	252	1.339	1.088	431,8
116	3.606	4.970	1.363	37,8
117	365	529	164	44,9
118	15.732	18.175	2.443	15,5
119	8.085	10.818	2.734	33,8
120	5	96.465	96.461	2.104.596,4
121	20.968	18.504	-2.463	-11,7
122	10.969	14.474	3.505	32,0
123	13.070	15.862	2.793	21,4
124	3.660	3.781	121	3,3
125	27.737	25.931	-1.807	-6,5
126	1.594	11.018	9.424	591,1
127	1.312	10.807	9.495	723,6
128	2.419	8.285	5.867	242,6
129	707	1.714	1.008	142,6
130	266	757	492	185,2
131	843	8.800	7.956	943,5
132	1.115	16.149	15.034	1.348,3
133	11.783	6.402	-5.381	-45,7
134	407	10.456	10.049	2.472,2
135	872	1.293	421	48,3
136	1.357	1.477	120	8,9
137	4.268	22.120	17.853	418,3
138	704	1.327	623	88,5

Consumidor	Média de Consumo (MWh)		Dif (MWh) (2) - (1)	Var (%) (2) /(1)
	Antes da Redução Tarifária (1) - Até Março de 2013	Após da Redução Tarifária (2) - A partir de Abril de 2013		
139	8.271	2.044	-6.227	-75,3
140	11.559	840	-10.719	-92,7
141	7.947	10.253	2.306	29,0
142	2.932	2.918	-14	-0,5
143	1.628	12.149	10.521	646,3
144	1.443	1.630	187	12,9
145	5.936	9.955	4.019	67,7
146	1.669	1.746	78	4,7
147	8.915	11.312	2.397	26,9
148	1.901	1.087	-814	-42,8
149	3.433	5.867	2.434	70,9
150	11.516	14.825	3.309	28,7
151	1.497	1.147	-350	-23,4
152	761	687	-74	-9,8
153	23.733	29.234	5.502	23,2
154	3.597	6.639	3.042	84,6
155	3.889	3.808	-80	-2,1
156	293	296	2	0,7
157	962	2.932	1.970	204,9
158	982	1.438	456	46,5
159	1.271	1.737	466	36,6
160	2.078	1.683	-395	-19,0
161	2.830	5.380	2.550	90,1
162	19.184	34.417	15.233	79,4
163	2.662	2.268	-395	-14,8
164	903	1.092	189	20,9
165	4.631	10.317	5.686	122,8
166	27.944	31.259	3.315	11,9
167	6.706	8.844	2.138	31,9
168	1.699	1.051	-648	-38,1
169	4.492	3.378	-1.115	-24,8
170	519	595	76	14,7
171	809	6.211	5.401	667,3
172	733	6.733	6.000	819,0
173	5.343	3.350	-1.993	-37,3
174	1.117	4.973	3.856	345,2
175	399	617	218	54,5
176	509	2.019	1.510	296,4
177	1.266	4.587	3.321	262,4
178	444	421	-22	-5,0
179	1.291	1.294	4	0,3
180	5.376	7.600	2.224	41,4
181	2.816	7.357	4.541	161,2
182	2.267	177	-2.090	-92,2
183	451	12.670	12.219	2.708,8
184	6.101	8.328	2.227	36,5
185	1.846	11.345	9.499	514,6

Consumidor	Média de Consumo (MWh)		Dif (MWh) (2) - (1)	Var (%) (2) /(1)
	Antes da Redução Tarifária (1) - Até Março de 2013	Após da Redução Tarifária (2) - A partir de Abril de 2013		
186	3.085	6.710	3.625	117,5
187	451	880	429	95,2
189	40	1.067	1.027	2.584,1
190	1.542	3.111	1.570	101,8
191	264	52	-212	-80,2
192	70	37	-33	-46,7
193	435	200	-235	-54,0
194	962	3.531	2.569	267,2
195	2.649	2.189	-460	-17,4
196	196	359	162	82,8
197	4.650	56.009	51.359	1.104,5
198	1.467	7.224	5.758	392,6
199	471	1.165	694	147,3
200	204	4.967	4.764	2.341,0
201	232	2.650	2.419	1.043,2
202	81	2.860	2.780	3.438,6
203	110	387	277	252,2
204	232	2.156	1.924	827,9
205	422	8.733	8.311	1.969,4
206	82	1.916	1.834	2.234,4
207	117	6.875	6.758	5.801,0
208	660	3.078	2.418	366,4
209	3.290	6.273	2.983	90,7
210	263	1.961	1.698	645,9
211	880	3.643	2.763	314,2
212	667	6.563	5.896	884,4
213	598	3.567	2.969	496,8
214	328	641	314	95,7
215	652	4.760	4.108	630,4
216	1.597	5.121	3.524	220,6
217	68	5.848	5.780	8.499,9
218	369	4.193	3.823	1.035,2

APÊNDICE B - DESCRIÇÃO DA FIRMA

A AES é uma empresa americana que atua em 18 países, com cerca de 17 mil colaboradores. O negócio se divide, principalmente, entre geração e distribuição.

No Brasil, atua através de 5 empresas: (i) as distribuidoras de energia AES Eletropaulo e AES Sul; (ii) as geradoras AES Tietê e AES Uruguaiana e (iii) AES Serviços que oferece soluções integradas de energia para grandes clientes.

A AES Sul atua no estado do Rio Grande do Sul, levando energia a 1,3 milhões de consumidores em 118 municípios. Sua área de concessão é mostrada no mapa abaixo.

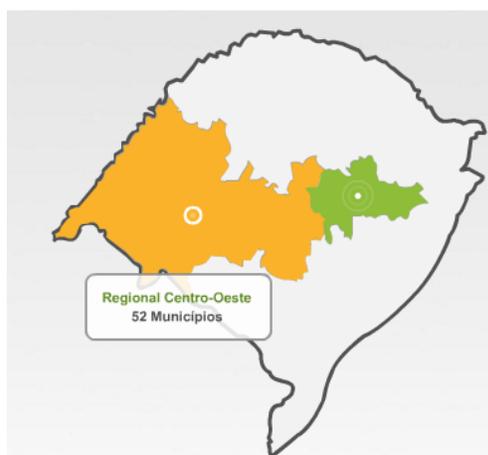


Figura 25 - Área de Concessão da AES Sul

A AES Sul surgiu a partir da privatização da CEEE (companhia estadual de energia elétrica) em 1998. A antiga concessão da CEEE foi dividida em 3 partes equivalentes em termos de número de consumidores, sendo duas delas leiloadas para o setor privado.

O ambiente de negócio da AES Sul tem característica de monopólio natural (subaditividade econômica), portanto seu mercado é cativo e a relação com seus consumidores definidas por meio de regulação.

O negócio da AES Sul é distribuir energia. Para tal, esta disponibiliza aos seus consumidores ativos físicos (cabos, subestações de energia, transformadores e outros) e por este serviço cobra um “aluguel”.

A distribuidora é o agente, dentro da cadeia produtiva do setor elétrico, mais próximo do consumidor final. Por isso, as distribuidoras são responsáveis por faturar alguns serviços prestados por outros agentes, por exemplo: (i) compra e venda de energia; (ii) aluguel das redes de transmissão; (iii) encargos setoriais; (iv) impostos. A Figura 26 - ilustra, de forma simples, a cadeia produtiva do setor de energia elétrica.



Figura 26 - Cadeia produtiva do setor elétrico

A estrutura de mercado da AES Sul é conforme tabela abaixo:

Classe de Consumo	Energia (MWh)	% Share
Residencial	348.898.236	53,8%
Comercial	120.130.976	18,5%
Industrial	75.646.966	11,7%
Rural	62.583.613	9,7%
Iluminação Pública	16.566.149	2,6%
Poder Público	16.318.846	2,5%
Serviço Público	5.067.599	0,8%
Cooperativa	2.501.726	0,4%
Consumo Próprio	254.943	0,0%
Total	647.969.056	100,0%

Tabela 11 - Mercado por classe de consumo

Este trabalho é direcionado para uma parte específica do mercado da AES Sul que será melhor detalhado na próxima seção.