



FACULDADE DE ECONOMIA E FINANÇAS IBMEC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PÉSQUISA EM
ADMINISTRAÇÃO E ECONOMIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
PROFISSIONALIZANTE EM ECONOMIA

**PROJEÇÕES PARA A DEMANDA POR
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL,
2006-2015**

SIDIMAR QUEZADA LEITE

**ORIENTADOR: PROF. MARCELO DE
ALBUQUERQUE E MELLO**

Rio de Janeiro, 14 de dezembro de 2006.

**“PROJEÇÕES PARA A DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL,
2006-2015”**

SIDIMAR QUEZADA LEITE

Dissertação apresentada ao curso de
Mestrado Profissionalizante em Economia
como requisito parcial para obtenção do
Grau de Mestre em Economia.
Área de Concentração: Economia
Empresarial.

ORIENTADOR: PROF. MARCELO DE ALBUQUERQUE E MELLO

Rio de Janeiro, 14 de dezembro de 2006.

**“PROJEÇÕES PARA A DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL,
2006-2015”**

SIDIMAR QUEZADA LEITE

Dissertação apresentada ao curso de
Mestrado Profissionalizante em Economia
como requisito parcial para obtenção do
Grau de Mestre em Economia.
Área de Concentração: Economia
Empresarial.

Avaliação:

BANCA EXAMINADORA:

Professor Dr. Marcelo de Albuquerque e Mello (Orientador)
Instituição: IBMEC RJ

Professor Dr. Fernando Nascimento de Oliveira
Instituição: IBMEC RJ

Professor Dr. Emílio Hiroshi Matsumura
Instituição: EPE / Empresa de Pesquisa Energética

Rio de Janeiro, 14 de dezembro de 2006.

338.476213 Leite, Sidimar Quezada.
L533 Projeções para a demanda por energia elétrica no Brasil,
2006-2015 / Sidimar Quezada Leite - Rio de Janeiro:
Faculdades Ibmecc, 2006.

Dissertação de Mestrado Profissionalizante apresentada
ao Programa de Pós-Graduação em Economia das
Faculdades Ibmecc, como requisito parcial necessário para a
obtenção do título de Mestre em Economia.

Área de concentração: Economia empresarial.

1. Energia elétrica – Aspectos econômicos. 2. Energia
elétrica – Brasil. 3. Energia elétrica – Demanda. 4.
Econometria aplicada.

EPIÍGRAFE

“Tudo tem o seu tempo determinado, e há tempo para todo o propósito debaixo do céu. Há tempo de nascer, e tempo de morrer; tempo de plantar, e tempo de arrancar o que se plantou; tempo de matar, e tempo de curar; tempo de derribar, e tempo de edificar; tempo de chorar, e tempo de rir; tempo de prantear, e tempo de saltar; tempo de espalhar pedras, e tempo de ajuntar pedras; tempo de abraçar, e tempo de afastar-se de abraçar; tempo de buscar, e tempo de perder; tempo de guardar, e tempo de deitar fora; tempo de rasgar, e tempo de coser; tempo de estar calado, e tempo de falar; tempo de amar, e tempo de aborrecer; tempo de guerra, e tempo de paz.”

(Eclesiastes, 3:1-16)

AGRADECIMENTOS

A Deus

Sempre estiveste ao meu lado, nas minhas quedas, nas minhas fraquezas, nas minhas alegrias e tristezas, nas minhas desilusões, nas lutas e controvérsias, vitórias e derrotas. Sei que estás aqui, agora, ao meu lado. Obrigado por este presente que agora me ofereces.

Obrigado por tudo que vi, ouvi e aprendi.

Obrigado pela graça.

Obrigado pela vida.

A minha esposa Maria Angelina

Por todo apoio, companhia, afeto e paciência que me deste.

Ao professor Marcelo Mello

Agradeço ao estimado professor Marcelo Mello pela valiosa orientação e pelo apoio constante.

RESUMO

Projetamos a demanda por energia elétrica para o Brasil para o período de 2006 a 2015. As projeções são geradas de duas formas. Primeiro, estima-se a demanda por energia elétrica com base num modelo de correção de erros. Utilizando este mesmo modelo foram calculadas as elasticidades renda e preço da demanda por energia elétrica. Segundo, estimamos a demanda por energia elétrica com base num modelo ARIMA. Nossas estimativas sugerem que a energia elétrica não será um gargalo para o crescimento da economia brasileira para este período da análise.

Palavras Chave: Raiz unitária, cointegração, demanda por energia elétrica, elasticidade renda, elasticidade preço.

ABSTRACT

We project the demand for electric energy in Brazil for 2006-2015. We use two approaches to estimate the demand for electric energy. First, we estimate income-elasticity based on a Vector Error Correction model, and construct scenarios for the Brazilian economy. We then make projections for the consumption of electric energy. Second, we use ARIMA modeling techniques to project the growth of electric energy consumption. We compare our projections with government estimates of electric energy production for the 2006-2015 period. Our estimates suggest that electric energy consumption in Brazil will be below electric energy production. This suggests that electric energy production will not be a bottleneck for economic growth in Brazil.

Key Words: Cointegration, ARIMA, unit root, energy consumption, economic growth, income elasticity, price elasticity.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – PIB brasileiro a preços constantes (2005) e Consumo de Energia Elétrica	13
Figura 2 – Consumo de Energia Elétrica e Tarifa Real	15
Figura 3 – Estimativas do Consumo de Energia Elétrica pelo modelo VEC.....	22
Figura 4 – Estimativas da capacidade instalada versus EPE (MW).	30
Figura 5 – Correlograma do modelo ARMA(1,1).....	38
Figura 6 – Correlograma do modelo ARMA(3,3).....	39
Figura 7 – Histograma do modelo ARMA(1,1)	40
Figura 8 – Histograma do modelo ARMA(3,3)	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Previsões do consumo de energia elétrica (TWh)	6
Tabela 2 – Elasticidade renda.....	9
Tabela 3 – Elasticidade preço.....	9
Tabela 4 – Dados utilizados e Fontes	12
Tabela 5 – Capacidade Instalada Prevista pela EPE.....	14
Tabela 6 – Teste de raiz unitária para o Log do consumo	17
Tabela 7 – Teste de raiz unitária para o Log do PIB	17
Tabela 8 – Teste de raiz unitária para o Log da tarifa	17
Tabela 9 – Teste do Traço.....	18
Tabela 10 – Teste do Valor Máximo	18
Tabela 11 – Cenário 1: alto crescimento do PIB e alto reajuste da tarifa real	20
Tabela 12 – Cenário 2: médio crescimento do PIB e médio reajuste da tarifa real.....	20
Tabela 13 – Cenário 3: baixo crescimento do PIB e baixo reajuste da tarifa real.....	20
Tabela 14 – Consumo realizado e Previsto (GWh)	20
Tabela 15 – Cenários de consumo de energia elétrica (GWh)	22
Tabela 16 – Modelo da taxa de crescimento do consumo com intercepto e sem tendência....	24
Tabela 17 – Previsões do consumo de energia elétrica a partir dos modelos ARMA (TWh) .	25
Tabela 18 – Consumo de energia elétrica prevista e da EPE (TWh).....	27
Tabela 19 – Capacidade instalada prevista e da EPE (MW).....	29
Tabela 20 – Média do percentual da capacidade instalada prevista em relação à da EPE	30
Tabela 21 – Média do percentual da capacidade instalada prevista em relação à da EPE	31

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	LITERATURA RELACIONADA	4
3	DADOS	11
4	ANÁLISE ECONOMÉTRICA	16
4.1	Estimativas da elasticidade-preço e da elasticidade-renda.....	16
4.2	Projeções para a demanda por energia elétrica com base no modelo VEC	19
4.3	Modelagem ARIMA.....	23
4.4	Projeções para demanda por energia elétrica utilizando modelo ARIMA	25
5	COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES COM A DA EPE	27
6	CONCLUSÃO	32
	APÊNDICE A: ENGLE & GRANGER VERSUS JOHANSEN	35
	APÊNDICE B: CORRELOGRAMA DO MODELO ARMA(1,1)	38
	APÊNDICE C: CORRELOGRAMA DO MODELO ARMA(3,3)	39
	APÊNDICE D: HISTOGRAMAS DOS MODELOS ARMA(1,1) E ARMA(3,3)	40

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas no seu parque gerador. Mattos (2005) relata que aproximadamente 90% da capacidade de geração instalada são de origem hidráulica, isso se deve em grande parte as condições geográficas favoráveis. Outra característica é a presença de grandes extensões de linhas de transmissão.

Há de se registrar que este setor era até o início da década de noventa predominantemente de propriedade do estado, somente a partir de meados da década de noventa que se iniciou um processo de privatização no setor, principalmente na parte de distribuição¹, sendo a geração ainda predominantemente estatal.

Este setor tem passado por várias mudanças², além do processo de privatização dos anos noventa, em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1998 foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 1999 começou a funcionar o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e em 2000 foi criado o Conselho Nacional de Política Energética. Ademias, mais recentemente, em 2004, foi criada a Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE).

¹ A atividade de Geração de energia elétrica compreende todas as usinas de geração, já a atividade de Distribuição representa toda rede de tensão até 69 KV (QuiloVolts), e para a Transmissão, esta é composta pelas redes de 138 KV em diante.

² Outra mudança que está ocorrendo é no cálculo da tarifa, em que antigamente considerava subsídio cruzado, como por exemplo, a classe residencial (baixa tensão) estava subsidiando outras classes como a industrial (alta tensão). Atualmente a ANEEL está modificando este cálculo, passando a cobrar de cada classe de cliente o valor justo da tarifa.

Visando suprir algumas deficiências do modelo adotado na década de noventa, como o nível de investimento que não estava atendendo ao setor, foi publicado em dezembro de 2003, um novo modelo institucional para o setor elétrico. Esse novo modelo coloca o Ministério de Minas e Energia como o poder centralizador das decisões do setor, ele tem a incumbência de escolher os dirigentes dos órgãos da operação do sistema elétrico, é também responsável pelas licitações de compra de energia. Assim, as empresas devem comprar energia por meio de licitação pelo menor preço, o objetivo é oferecer ao consumidor menores tarifas. Outra determinação do novo modelo foi a criação da EPE, em que esta fica responsável pela prestação de serviços na área de estudos e pesquisas.

A importância dos investimentos neste setor é grande principalmente devido a uma existente demanda reprimida, que pode ser confirmada com o racionamento de energia elétrica nos anos de 2001 a 2002. Outro ponto a ser observado é uma demanda grande ainda não atendida no setor rural, em que o governo federal trabalha para atender este segmento com o programa “Luz para todos”, administrado pela Eletrobrás.

Atualmente existem trabalhos que sugerem que a demanda por energia elétrica será um gargalo para o crescimento econômico do Brasil para os próximos anos, alguns trabalhos relatam que o crescimento do PIB não passará de 4,00% ao ano até 2010, isto devido principalmente a baixa taxa de investimento.

Observa-se um aumento significativo da capacidade instalada no setor elétrico brasileiro, passando de 31 Gigawatts (GW) em 1980, para 86 GW em 2005, apresentando um crescimento médio de 4,25% ao ano nas duas últimas décadas.

Este trabalho tem como objetivo projetar a demanda por energia elétrica para o Brasil para o período de 2006 a 2015, estas informações têm uma grande relevância para o planejamento econômico. A demanda por energia elétrica será estimada de duas formas, primeiro, estimaremos a elasticidade renda e elasticidade preço da demanda por energia elétrica usando um modelo correção de erros vetoriais – VEC. Em seguida, construiremos cenários para a economia brasileira, e então, projetaremos o consumo de energia elétrica. Segundo, estimaremos a demanda por energia elétrica utilizando um modelo ARIMA. Ao final, serão comparadas essas estimativas com as previsões do aumento da capacidade instalada apresentado pela EPE numa lista de usinas previstas para inauguração para os próximos dez anos, com isto será verificado se a energia elétrica será um gargalo ou não para a economia brasileira para o período de análise. Estas informações são relevantes para um planejamento energético, assim como para auxiliar o órgão regulador nas formulações de regras para este setor.

O trabalho está dividido em seis seções. A segunda seção faz uma breve resenha da literatura relacionada. A terceira seção apresenta os dados utilizados e as fontes. A quarta seção trata da análise econométrica, apresentando os modelos utilizados, os cálculos e os resultados obtidos. Na quinta seção é apresentada a comparação das estimativas obtidas com o aumento previsto da capacidade instalada relatada pela EPE. Na sexta seção são apresentadas as conclusões.

2 LITERATURA RELACIONADA

Modiano (1984) estimou a elasticidade renda e elasticidade preço para demanda por energia elétrica para o Brasil utilizando dados anuais do período de 1963 a 1981, isto para as classes de cliente: residencial, comercial e industrial. Este autor utilizou para suas estimativas a regressão de uma equação Cobb Douglas, não sendo relatado a utilização de recursos econométricos como teste ADF nem cointegração. O resultado que ele obteve foram as elasticidades renda de longo prazo de 1,130, 1,068 e 1,360 respectivamente. Para as elasticidades preço de longo prazo Modiano (1984) encontrou -0,403, -0,183 e -0,222, isto para as classes residencial, comercial e industrial respectivamente.

Giambiagi et alli (2001) avaliaram as condições de oferta de energia elétrica do Brasil do período de 2001 a 2009. Os autores verificaram se a restrição de oferta de energia elétrica poderia vir a representar um problema para as perspectivas de crescimento econômico. A metodologia adotada pelos autores foi de se fazer uma análise de alguns indicadores econômicos, como: inflação, investimento estrangeiro, taxa de cambio, balança comercial, déficit em conta corrente, entre outros, e a partir disto foi feita uma previsão para a taxa de crescimento do PIB brasileiro para o período de análise, chegando à conclusão que o Brasil apresentará um crescimento sustentável deste indicador. Depois os autores verificaram se a capacidade energética seria um limitador para o crescimento econômico, neste tópico foi feita uma referência ao Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica de 2000 a 2009 elaborado

pela Eletrobrás, sendo concluído que a energia elétrica seria um entrave para o crescimento econômico, principalmente para os anos de 2001 e 2002, exatamente quando ocorreu o racionamento de energia elétrica no Brasil. Há de se registrar que Giambiagi et alli (2001) não apresentaram em seu trabalho nenhum cálculo econométrico para avaliar se a energia elétrica seria um gargalo para a economia, sendo feito somente uma referência ao trabalho da Eletrobrás, eles também não apresentaram nenhuma estimativa para a elasticidade preço e elasticidade renda para demanda por energia elétrica.

Schmidt e Lima (2004) têm como objetivo estimar a elasticidade preço e a elasticidade renda de longo prazo da demanda por energia elétrica nas três classes de consumo: residencial, comercial e industrial. Eles chegaram aos valores de 0,539, 0,636 e 1,718 para a elasticidade renda de longo prazo respectivamente, e para a elasticidade preço de longo prazo os valores foram -0,085, -0,174 e -0,129. Além disso, são realizadas previsões para o consumo de energia elétrica, vale ressaltar que esses autores não consideraram em suas estimativas a classes de “Outros” clientes³, não sendo possível com isto estimar o total de demanda de energia elétrica. Schmidt e Lima (2004) fazem uma análise de cointegração usando a metodologia de Johansen, isto para o cálculo das elasticidades e para a elaboração das previsões de consumo de energia elétrica.

Vale frisar que elasticidade de longo prazo está relacionada com o nível da variável integrada de ordem 1, a relação que daí resulta tem como característica que os desvios são estacionários. Já considerando relações entre primeiras diferenças das variáveis de um modelo, neste caso chamamos de comportamento de curto prazo, porque traduz a evolução, período a período, das alterações das variáveis para atingir o equilíbrio de longo prazo.

³ O segmento de clientes Outros compreende os Serviços Públicos (Água, esgoto e saneamento assim como tração elétrica como trens, ônibus elétricos e bondinhos), Poderes Públicos (municipal, estadual e federal), Iluminação Pública, Rural e Consumo Próprio das empresas do setor elétrico.

Comparando os valores encontrados por Modiano (1984) temos que as elasticidades renda das classes residencial e comercial ficaram acima dos encontrados por Schmidt e Lima (2004), valores de 0,539 e 0,636 respectivamente, já para a classe industrial ficou abaixo do encontrado por esses autores, valor de 1,718. Já comparando os valores das elasticidades preço temos que todos ficaram abaixo dos valores encontrados por Schmidt e Lima (2004), sendo os valores de -0,085, -0,174 e -0,129.

A partir das regressões estimadas por Schmidt e Lima (2004) para as diferentes classes de consumo de energia elétrica, foram realizadas previsões, primeiro, para os anos de 2000 e 2001 e, depois, para o período compreendido entre 2002 e 2005. Com relação às previsões para os anos de 2000 e 2001, foram obtidos valores próximos aos efetivamente observados, o que indica que o modelo estimado tem boa aderência. A tabela 1 apresenta as previsões de consumo de energia elétrica e os dados fornecidos pela Eletrobrás.

ano	Schmidt e Lima	Eletrobrás
2000	252,30	261,50
2001	261,50	275,90
2002	271,60	291,10
2003	282,70	305,80
2004	294,30	322,20
2005	307,00	341,00

Tabela 1 – Previsões do consumo de energia elétrica (TWh)⁴

O que se observa com as estimativas de Schmidt e Lima (2004) é que os valores de demanda prevista por estes autores estão um pouco abaixo dos valores estimados pela Eletrobrás. No tocante às previsões para o período de 2002 a 2005, estas podem ter sido prejudicadas pelo racionamento ocorrido nos anos 2001 e 2002, que pode ter gerado uma quebra estrutural na série de consumo de energia elétrica.

⁴ Os valores desta tabela são a soma do consumo previsto da classe Residencial, Comercial e Industrial, não sendo o consumo total pois não considera a classe Outros.

Montfort e Lise (2005) identificam a relação entre consumo de energia e o PIB através de uma análise de cointegração para a Turquia, isto com dados anuais de 1970 a 2003. Tenta-se responder a seguinte questão: qual é a ligação entre o consumo de energia e o PIB na Turquia? A análise feita por estes autores chega à conclusão que estas variáveis são cointegradas. Montfort e Lise (2005) utilizaram o modelo de correção de erros para calcular a elasticidade-renda, chegando ao valor de 1,966.

Comparando Schmidt e Lima (2004) com Montfort e Lise (2005) observa-se que ambos chegam à mesma conclusão, que consumo de energia e o PIB se cointegram. Entretanto, esses trabalhos apresentam enfoques um pouco diferentes, em que o primeiro trata da questão da cointegração somente para energia elétrica, já o segundo trata da questão utilizando dados de energia como um todo, incluindo consumo de petróleo, gás, carvão, eletricidade, entre outros. Além disto, Schmidt e Lima (2004) fazem estimativas do consumo de energia elétrica.

Andrade e Lobão (1997) calcularam as elasticidades renda e elasticidade preço para a classe de cliente residencial para demanda por energia elétrica para o Brasil, os valores encontrados foram 0,2132 e -0,05084, respectivamente. Eles utilizaram dados anuais de 1970 a 1995. Além disto, Andrade e Lobão (1997) fizeram previsões para o consumo de energia elétrica para a classe residencial para o período de 1997 a 2005, eles utilizaram para estas estimativas um modelo de correção de erros vetoriais – VEC.

Mattos (2005) estima a elasticidade renda e elasticidade preço para a classe de cliente industrial da energia elétrica para o Brasil utilizando dados anuais de 1974 a 2002, os valores que ele estimou foram 1,588 para a elasticidade renda de longo prazo e de -0,489 para a elasticidade preço de longo prazo. Para verificar se as variáveis do modelo (consumo de energia elétrica, PIB real e tarifa média real) cointegram, ele utilizou a metodologia de Engle-

Granger (ver apêndice A), verificando se o resíduo da equação de cointegração tem raiz unitária, e a conclusão que ele chegou foi que as três variáveis são cointegradas. Mattos (2005) utilizou também o modelo de correção de erros para estimar as elasticidades de curto prazo, chegando aos valores de 0,6781 para a elasticidade renda de curto prazo e de -0,0955 para a elasticidade preço de curto prazo.

Mattos e Lima (2005) estimaram a elasticidade renda e elasticidade preço para demanda de energia elétrica para o estado de Minas Gerais, eles utilizaram dados anuais de 1970 a 2002. Os valores encontrados foram 0,532 para a elasticidade renda de longo prazo e de -0,258 para a elasticidade preço de longo prazo. Em Mattos e Lima (2005), assim como em Modiano (1984), Andrade e Lobão (1997), Schmidt e Lima (2004) e Mattos (2005), foi adotado o modelo de demanda Cobb Douglas para as estimativas das elasticidades. Mattos e Lima (2005) utilizaram também o modelo de correção de erros vetoriais – VEC.

No livro Mercado de Energia Elétrica: 2006-2015, elaborado pela EPE em 2006, foram feitas projeções para o consumo de energia elétrica para o Brasil, essas projeções foram baseadas em alguns elementos, como o acompanhamento do comportamento do consumo de energia, monitorado a partir de pesquisas mensais realizadas pela EPE junto às concessionárias e outros agentes de consumo; foi feito o acompanhamento do comportamento da carga de energia junto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; foram feitos cenários para a evolução da economia brasileira; por fim, foi feito um cenário demográfico, isto baseado no censo de 2000, em que foi elaborado um estudo do crescimento da população. Com estes elementos foi possível fazer cenários para o consumo de energia elétrica para o Brasil para o período de 2006 a 2015. Foi apresentado também neste livro o valor da elasticidade renda para o período de 2005 a 2015, sendo este valor de 1,23.

Abaixo são apresentadas duas tabelas que resumem os resultados das elasticidades renda e preço:

Autor	Período	Classe de cliente			Estado de Minas Gerais
		Residencial	Comercial	Industrial	
Modiano (1984)	1963-1981	1,13	1,07	1,36	
Andrade e Lobão (1997)	1970-1995	0,21			
Schmidt e Lima (2004)	1969-2000	0,54	0,64	1,72	
Mattos (2005)	1974-2002			1,59	
Mattos e Lima (2005)	1970-2002				0,53

Tabela 2 – Elasticidade renda

Autor	Período	Classe de cliente			Estado de Minas Gerais
		Residencial	Comercial	Industrial	
Modiano (1984)	1963-1981	-0,40	-0,18	-0,22	
Andrade e Lobão (1997)	1970-1995	-0,05			
Schmidt e Lima (2004)	1969-2000	-0,09	-0,17	-0,13	
Mattos (2005)	1974-2002			-0,49	
Mattos e Lima (2005)	1970-2002				-0,26

Tabela 3 – Elasticidade preço

Levy (2006) apresenta uma análise sobre o crescimento econômico e sobre a desigualdade no Brasil, em que são avaliados temas como o funcionamento das agências reguladoras, aviação civil, petróleo e gás natural, telecomunicações, energia elétrica e saneamento. No que se refere à energia elétrica é relatado que esta limita o crescimento econômico, fazendo com que a taxa de crescimento do PIB não seja maior que 4,0 % a.a. até 2010. Outro ponto que é relatado como gargalo para o crescimento econômico é a taxa de investimento, projetada para 20,0 % do PIB para o ano de 2006, impedindo um crescimento acima de 3,5 % a.a. para este período, é enfatizado que esta baixa taxa de investimento não se dá somente no setor elétrico, mas é um fato que ocorre em todas as infra-estruturas do país. Este trabalho apresenta um cenário para alguns indicadores macroeconômicos para o período de 2007 a 2018, para o PIB é estimado um valor de 3,5 % para o ano de 2007, de 4,0 % para o intervalo de 2008 a 2012, de 4,5 % para o intervalo de 2013 a 2016 e de 5,0 % para os anos de 2017 e 2018. Vale registrar que Levy (2006) não relata nenhum cálculo econométrico, não ficando claro como se

chegou as conclusões de que a energia elétrica será um gargalo para a economia brasileira, ele também não apresenta nenhuma estimativa de elasticidade renda ou elasticidade preço para demanda de energia elétrica.

Em linhas gerais, a maior parte dos trabalhos, encontra o resultado de que existe relação de longo prazo do consumo de energia elétrica com variáveis como o PIB e a tarifa de energia elétrica. Esses trabalhos utilizaram técnicas econométricas modernas como teste de raiz unitária e cointegração.

3 DADOS

Os dados deste trabalho apresentam como característica valores anuais e agregados, considerando o Brasil como um todo. Diferente de outros trabalhos que estudaram alguns segmentos do setor elétrico ou somente um segmento, aqui está sendo considerada todas as classes de clientes inclusive a classe de “outros” clientes que não foi considerado na maior parte dos trabalhos de referência, com exceção do trabalho elaborado pela EPE no livro Mercado de Energia Elétrica: 2006-2015 e do trabalho de Modiano (1984). Vale registrar que consumo médio da classe de “outros” clientes representa 13,90% do total do consumo.

Grande parte dos dados obtidos neste trabalho teve como fonte a empresa Eletrobrás. As fontes dos dados utilizados neste trabalho são apresentadas na tabela 4.

Variável	Unidade	Período	Fonte
Consumo de energia elétrica no Brasil	Gigawatt-hora (GWh)	1952-1979 1980-2005	Ipea Eletrobrás
Geração de energia elétrica no Brasil	Gigawatt-hora (GWh)	1980-2003	Eletrobrás
PIB brasileiro (preços 2005)	R\$ mil	1947-2005	Ipea
Consumo de energia elétrica prevista	Gigawatt-hora (GWh)	2006-2015	EPE
Capacidade instalada prevista da EPE	Megawatt (MW)	2006-2015	EPE
Capacidade instalada	Megawatt (MW)	1980-2003 2004-2005	Eletrobrás Aneel
Tarifa de energia elétrica	R\$/Megawatt-hora (R\$/MWh)	1966-2005	Eletrobrás
IGP-DI (agosto 1994 = 100)		1966-2005	FGV

Tabela 4 – Dados utilizados e Fontes⁵

A medida de consumo de energia elétrica foi construída a partir de dados fornecidos pelo Ipea e Eletrobrás. A disponibilidade da série de consumo de energia elétrica no Brasil vai de 1952 até 2005. O consumo de energia elétrica passou de 8.513 GWh em 1952, para 115.425 GWh em 1980, apresentando uma taxa média de crescimento de 9,83 % ao ano. De 1981 a 1990, esta média de crescimento caiu para 5,70 % ao ano. Na década de 90, este percentual volta a cair, chegando ao patamar de 4,42 % ao ano, e para o período de 2001 a 2005 este percentual chega 1,88 % ao ano, tendo como principal contribuição para esta baixa o ano de 2001 quando ocorre o racionamento de energia elétrica.

Já a geração de energia elétrica apresenta um histórico mais reduzido, desde 1980 até 2003. A geração representa o consumo de energia elétrica mais as perdas técnicas e mais as perdas comerciais. Sobre as perdas técnicas estas estão relacionadas com a resistência elétrica do sistema, sendo desperdiçada na forma de calor, já as perdas comerciais representam toda a energia consumida mas não faturada, um bom exemplo são os “gatos”.

⁵ 1 Megawatt = 1.000.000 watt, e 1 Gigawatt-hora = 1.000.000.000 watt-hora

Para o PIB brasileiro foi extraído um histórico de 1947 a 2005, a preços constantes de 2005, tendo como fonte o Ipea. Na figura 1 é possível observar a evolução do PIB brasileiro comparado com o consumo de energia elétrica, observa-se que ambos os dados têm tendência de crescimento ao longo do tempo, observando que esta tendência é menor no começo do histórico.

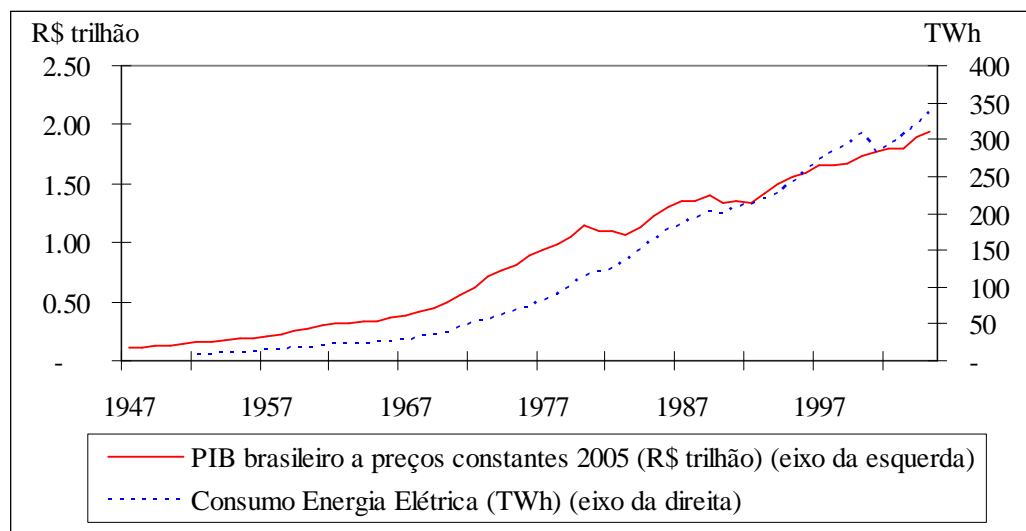


Figura 1 – PIB brasileiro a preços constantes (2005) e Consumo de Energia Elétrica

Avaliando o PIB brasileiro temos que de 1952 a 1980, ele apresenta um crescimento médio de 7,52%. Para o período da década de 80 o crescimento médio cai para 1,67%, e para a década de 90 tem uma pequena alta para 2,67% em média. Já para o período de 2001 a 2005, o PIB se mantém estável na ordem de 2,20% em média por ano.

O consumo de energia elétrica prevista foi obtido através do livro Mercado de Energia Elétrica: 2006-2015, elaborado pela EPE. Apresenta dados anuais de 2006 a 2015.

A capacidade instalada prevista para os anos de 2006 a 2015, foi obtida a partir das previsões das inaugurações de usinas de energia elétrica dispostas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica de 2006 a 2015 elaborado pela EPE, esta série foi construída considerando o

ano de inauguração da usina, sendo o ano de 2005 o valor da capacidade instalada realizado, e a partir de 2006 foi acrescentado o valor da capacidade instalada de cada usina até se chegar no valor final de 2015. Abaixo são apresentados os valores encontrados e a taxa de crescimento prevista para esta série.

Ano	Capacidade Instalada (MW)	Taxa de Crescimento (%)
2005	86.053	
2006	93.467	8,62
2007	94.479	1,08
2008	96.889	2,55
2009	98.136	1,29
2010	105.364	7,37
2011	110.582	4,95
2012	119.823	8,36
2013	127.991	6,82
2014	128.209	0,17
2015	128.364	0,12

Tabela 5 – Capacidade Instalada Prevista pela EPE

Para o histórico da capacidade instalada do Brasil tem-se como dados disponíveis o período de 1980 a 2005. A capacidade instalada representa a potência elétrica disponível de uma usina ou um conjunto de usinas, por definição a potência é a capacidade de produção de energia por unidade de tempo.

Para a tarifa de energia elétrica foram obtidos dados para o período de 1966 a 2005 em R\$/MWh. Como deflator da tarifa de energia elétrica foi utilizado o IGP-DI, sendo assim calculada a tarifa real.

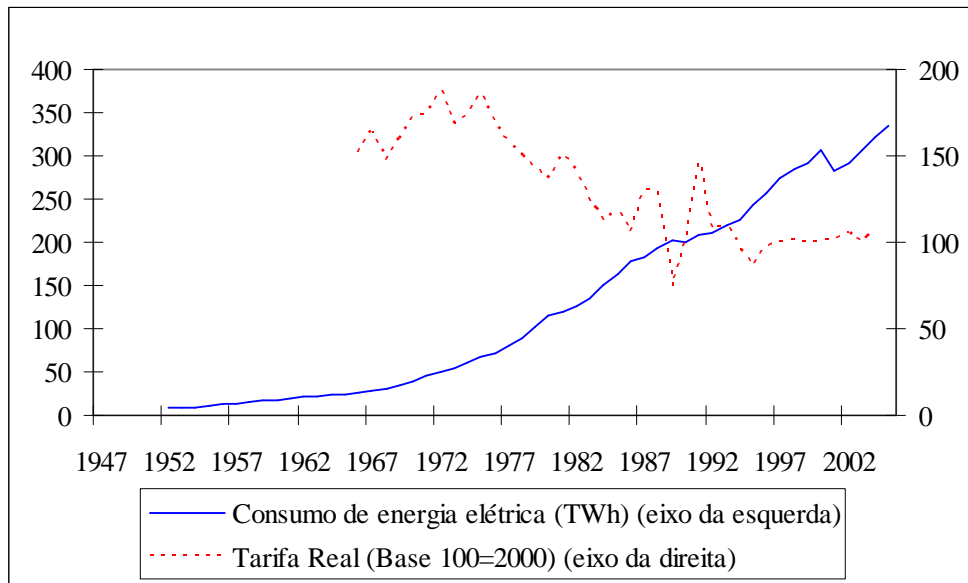


Figura 2 – Consumo de Energia Elétrica e Tarifa Real

Observa-se na figura 2 que a tarifa real de energia elétrica tem uma tendência inversa da tendência do consumo de energia elétrica, sendo esta tendência decrescente ao longo do tempo, observa-se também que a tendência da tarifa real tende a se estabilizar os últimos anos principalmente a partir de 1997. Outro ponto importante a ser relatado é que a série da tarifa real cobre um período menor que a do consumo de energia elétrica, iniciando esses registros em 1966.

4 ANÁLISE ECONOMÉTRICA

4.1 ESTIMATIVAS DA ELASTICIDADE-PREÇO E DA ELASTICIDADE-RENDA

Esta seção tem como objetivo estimar a elasticidade-preço e da elasticidade-renda da demanda total por energia elétrica. Utilizou-se o modelo que representa uma função de demanda Cobb Douglas, assim como em Mattos e Lima (2005), Modiano (1984), Andrade e Lobão (1997), Schmidt e Lima (2004) e Mattos (2005):

$$\text{Log}C_t = \alpha + \beta_1 \text{Log}P_t + \beta_2 \text{Log}Y_t + \varepsilon_t$$

Onde C_t é o consumo de energia elétrica em GWh, α é a constante, P_t é a tarifa real em R\$/MWh, Y_t , é o PIB brasileiro a preço constante de 2005, ε_t é o distúrbio aleatório. O parâmetro β_1 é a elasticidade-preço, e o parâmetro β_2 é a elasticidade-renda.

Neste tópico pretendemos verificar se essas três variáveis são cointegradas, ou seja, se apresentam uma relação de longo prazo entre elas. Há de se observar que elas no nível são não-estacionárias, para analisar se algumas variáveis são cointegradas deve-se antes verificar se elas apresentam o mesmo grau de integração, ou seja, se elas ao serem diferenciadas d vezes se tornam estacionárias, passando a ser dita integradas de ordem d, denotada I(d). Para se saber isto é preciso fazer o teste de raiz unitária, abaixo seguem os testes de raiz unitária para as três variáveis.

	Critério	Nº de Defasagens	Log(consumo)
Teste ADF			
Com intercepto	Schwarz	1	-3,500070
Com interc. e tend.	Schwarz	1	0,679198
Teste DF-GLS			
Com intercepto	Akaike modificado	3	0,323611
Com interc. e tend.	Akaike modificado	2	-0,901572

Tabela 6 – Teste de raiz unitária para o Log do consumo

	Critério	Nº de Defasagens	Log(PIB)
Teste ADF			
Com intercepto	Schwarz	1	-2,404515
Com interc. e tend.	Schwarz	1	-0,431153
Teste DF-GLS			
Com intercepto	Akaike modificado	2	0,281221
Com interc. e tend.	Akaike modificado	1	-0,571766

Tabela 7 – Teste de raiz unitária para o Log do PIB

	Critério	Nº de Defasagens	Log(Tarifa)
Teste ADF			
Com intercepto	Schwarz	4	-0,899614
Com interc. e tend.	Schwarz	4	-0,804264
Teste DF-GLS			
Com intercepto	Akaike modificado	4	-0,480646
Com interc. e tend.	Akaike modificado	4	-1,091226

Tabela 8 – Teste de raiz unitária para o Log da tarifa

De acordo com o teste ADF e o teste DF-GLS todas as três variáveis são I(1). Para verificar se estas três variáveis se cointegram pode-se proceder utilizando os testes desenvolvidos por Johansen, o teste do traço e o teste do máximo valor, ambos os testes fornecem o número de equações cointegradas utilizando um modelo VAR (vetor auto-regressivo). Nesta etapa foi utilizado o critério de informação Schwarz para escolher a melhor estrutura VAR para o teste, abaixo são apresentadas as tabelas com o teste do traço e do valor máximo (ver Apêndice A). Fazendo este teste verificamos que sim, que estas três variáveis se cointegram.

Nº de Equação de cointegração	Teste do Traço	Valor Crítico 5%
Nenhum	45,42	29,79
Pelo menos 1	16,21	15,49
Pelo menos 2	3,72	3,84

Tabela 9 – Teste do Traço

Nº de Equação de cointegração	Teste do Valor Máximo	Valor Crítico 5%
r = 0	29,21	21,13
r = 1	12,49	14,26
r = 2	3,72	3,84

Tabela 10 – Teste do Valor Máximo⁶

O teste do traço indica que há 2 equações de cointegração ao nível de significância de 5%, já o teste do valor máximo chega ao resultado de 1 equação de cointegração. Aqui escolhemos o resultado do teste do valor máximo, ou seja, 1 equação de cointegração, isto devido a este teste ser preferível porque a hipótese alternativa é específica. É comum que o teste do traço e o teste do valor máximo dêem resultados conflitantes. Há de ser observado que na literatura relacionado é tipicamente apresentado somente 1 vetor de cointegração.

De mãos desta informação é possível então estimar a equação de cointegração e com isto identificar as elasticidades renda e preço. O número de defasagens foi estimado utilizando o critério de informação Schwarz, chegando ao valor de uma defasagem somente.

Utilizando critério de informação Akaike e Schwarz foi possível definir a estrutura do modelo de correção de erros vetoriais – VEC, chegando a especificação da componente VAR com intercepto e tendência. Com isto, calculamos o valor da elasticidade renda de 1,18 e da elasticidade preço de -0,90. Vale registrar que foram testadas outras especificações do modelo

⁶ r = número de vetores de cointegração

correção de erros vetoriais – VEC, e os valores da elasticidade renda e elasticidade preço não foram muito diferentes. Abaixo segue a estrutura obtida a partir deste critério e os valores estimados dos coeficientes desta equação.

$$\Delta \text{Log}C_t = -0,06\varepsilon_{t-1} + 0,06\Delta \text{Log}C_{t-1} + 0,02\Delta \text{Log}Y_{t-1} + 0,04\Delta \text{Log}P_{t-1} + 0,16 - 0,002T + \mu_t$$

Em que T representa a componente de tendência.

Mattos (2005) explica que o coeficiente de ajustamento indica qual a proporção de desequilíbrio de curto prazo do consumo de energia elétrica é corrigido no ano seguinte. O valor encontrado foi de -0,060, o que representa 6,0% da diferença entre o valor realizado e o valor de longo prazo, que é corrigido a cada período. Com isso, levaria 16,7 anos para ajustar a quantidade consumida de energia aos choques na tarifa e/ou na renda.

4.2 PROJEÇÕES PARA A DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA COM BASE NO MODELO VEC

A partir do modelo VEC estimado na seção anterior foram elaboradas previsões para o $\Delta(\text{Log}C_t)$, para isto foram elaborados três cenários, tanto para o PIB quanto para a tarifa real. Para o PIB foi considerando os três cenários fornecidos no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica elaborado pela EPE, somente o ano de 2006 foi considerado o valor de 3,00 %, pois é o valor estimado para este ano.

Para a tarifa real considerou-se primeiro a média da taxa de crescimento de 1990 a 2005, sendo este valor de 4,33%, com isto considerou-se um valor acima deste de 5,00%, um valor médio de 4,00% e um valor abaixo de 3,00%. Abaixo são apresentadas as três tabelas que resumem estes cenários:

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PIB	3,0%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
Tarifa real	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%

Tabela 11 – Cenário 1: alto crescimento do PIB e alto reajuste da tarifa real

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PIB	3,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Tarifa real	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%

Tabela 12 – Cenário 2: médio crescimento do PIB e médio reajuste da tarifa real

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PIB	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Tarifa real	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%

Tabela 13 – Cenário 3: baixo crescimento do PIB e baixo reajuste da tarifa real

A partir desses três cenários foi possível calcular o consumo de energia elétrica previsto para o período de 2006 a 2015. Sendo que como esta variável está expressa em logaritmo, se aplicar a exponencial no $L\hat{o}gC_t$, para $L\hat{o}gC_t = \beta_0 + \beta_1 LogY_t + \beta_2 LogP_t$, obtém-se um valor predito que subestima o \hat{C}_t , sendo $\hat{C}_t = \alpha \exp(L\hat{o}gC_t)$. Para resolver este problema é necessário primeiro estimar a série $L\hat{o}gC_t$, depois criar uma variável $m_t = \exp(L\hat{o}gC_t)$, em terceiro fazer a regressão de C_t em m_t sem intercepto. O coeficiente de m_t é a estimativa de α , a partir daí é possível calcular o valor de \hat{C}_t , o fator α para correção da estimativa foi de 1,058317.

Primeiro foi feita uma estimativa para os anos de 2003 a 2005, abaixo é apresentado o resultado dessas previsões.

Ano	Consumo Realizado	Consumo Estimado
2003	306.987	293.954
2004	320.772	309.406
2005	335.411	305.800

Tabela 14 – Consumo realizado e Previsto (GWh)

O que se observa é que os valores previstos estão um pouco abaixo dos valores realizados, sendo os valores previstos 94,5 % dos valores realizados em média. Para investigar o motivo destas diferenças foram feitas duas simulações, a primeira variou o valor da elasticidade renda de tal forma que os valores estimados se aproximem dos valores realizados, chegando ao valor de 1,18 para a elasticidade renda, muito próximo do valor estimado no modelo VEC selecionado. Segundo, foi feita a simulação variando a elasticidade preço de tal forma que os valores estimados do consumo de energia elétrica se aproximem dos valores realizados, em que se chegou ao valor de -1,01 para a elasticidade preço, valor este abaixo da elasticidade preço estimada de -0,90. Isto dá indício de que o motivo das estimativas estarem abaixo do realizado está no fato de que a elasticidade preço está apresentando um valor alto.

Um outro motivo que pode estar influenciando os valores baixos das estimativas de consumo de energia elétrica é o fato do coeficiente da tendência estar negativo, provavelmente este parâmetro está apresentando o sinal negativo devido ao grande intervalo dos dados apresentarem um percentual baixo da taxa de crescimento do PIB.

Abaixo são apresentadas as estimativas para o período de 2006 a 2015.

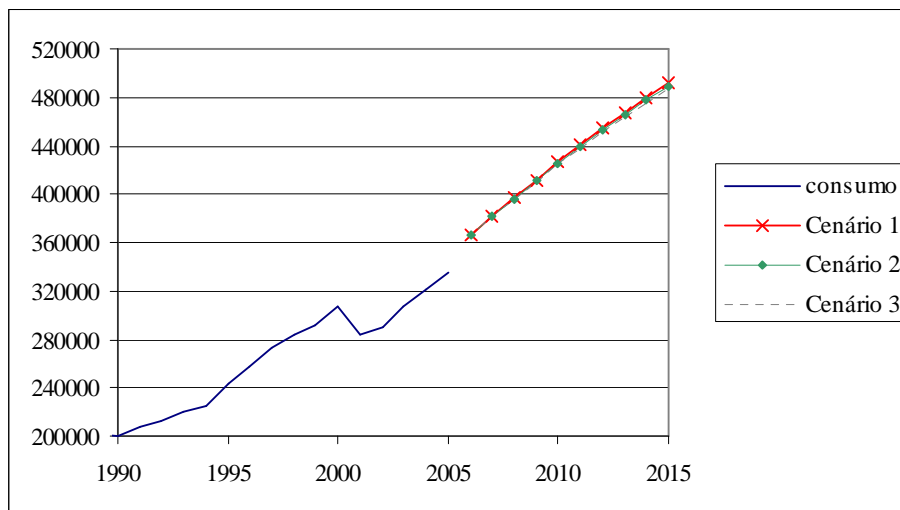


Figura 3 – Estimativas do Consumo de Energia Elétrica pelo modelo VEC.

Na tabela 15 são apresentados os valores desses três cenários:

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
2006	366.465	366.465	366.465
2007	381.638	381.450	381.224
2008	396.848	396.447	395.963
2009	411.803	411.173	410.412
2010	426.417	425.541	424.487
2011	440.611	439.478	438.112
2012	454.312	452.907	451.215
2013	467.579	465.801	463.769
2014	480.220	478.048	475.663
2015	492.157	489.575	486.826

Tabela 15 – Cenários de consumo de energia elétrica (GWh)

Observa-se que as taxas de crescimento do cenário 2 apresentam uma média de 3,27 % ao ano, comparado com as taxas de crescimento realizadas no período de 1990 a 2005 que tem uma média de 3,3% ao ano, a taxa de crescimento do cenário 2 está muito próxima do realizado. Se desconsiderarmos a taxa de crescimento realizada em 2001, quando ocorreu o racionamento, a taxa média de crescimento realizado fica em 4,0 %, sendo o valor do cenário 2 um pouco abaixo desde. Se compararmos o cenário 1 que apresenta valores um pouco

maiores que o cenário 2, a média da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica está em 3,33 % ao ano, ainda abaixo do realizado no período de 1990 a 2005, isto desconsiderando o ano de 2001. Se compararmos o cenário 3, este indicador fica também abaixo do realizado, com uma média de 3,21 % ao ano. O que se conclui é que todas essas estimativas ficaram abaixo da média da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, isto desconsiderando o ano de 2001, as implicações disto é que pode-se estar subestimando a previsão do consumo de energia elétrica para este período.

4.3 MODELAGEM ARIMA

O estudo de séries de tempo, segundo a metodologia de Box-Jenkins, tem como objetivo principal a realização de previsão. Essa metodologia permite que valores futuros de uma série sejam previstos tomando por base apenas seus valores presentes e passados. Os modelos que apresentam este enfoque são denominados modelos ARIMA, e eles são classificados como modelos univariados.

Na literatura de referência são apresentadas as etapas para se fazer a modelagem do modelo ARIMA, em que é relatada a investigação de componentes sazonais, tendência, constante e componente cíclica. Observa-se que os dados têm frequência anual, não sendo relevante estudar a presença da componente sazonal. Para selecionar a melhor estrutura para a componente cíclica pode-se utilizar os critérios de informação Akaike e Schwarz.

Como a variável a ser modelada aqui é a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, não foi considerado a inclusão de uma tendência neste modelo. Segue abaixo uma tabela que apresenta os critérios de informação Akaike e Schwarz, isto para escolha do modelo ARMA com intercepto e sem tendência para a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica.

AR \ MA	0	1	2	3	4
0		5.823556	5.806870	5.796858	5.805077
		5.897907	5.918396	5.945559	5.990954
1	5.738717	5.671448	5.709679	5.758272	5.598194
	5.813765	5.784020	5.859775	5.945892	5.823338
2	5.655215	5.608827	5.642374	5.681641	5.720798
	5.768852	5.760343	5.831769	5.908915	5.985951
3	5.626798	5.661695	5.700951	5.584573	5.654209
	5.779760	5.852897	5.930393	5.852256	5.960132
4	5.687102	5.724899	5.598445	5.647038	5.724709
	5.880145	5.956550	5.868705	5.955907	6.072186

Tabela 16 – Modelo da taxa de crescimento do consumo com intercepto e sem tendência⁷

O modelo escolhido utilizando o critério de informação Schwarz seria o ARMA(2,1), entretanto o coeficiente AR(2) não é significativo estatisticamente ao nível de 5%. Outros modelos que poderiam ser escolhidos seriam o AR(2) e o AR(3), mas apresentam os coeficientes não significativos estatisticamente. Então o modelo escolhido foi o ARMA(1,1). Um outro modelo selecionado utilizando o critério de informação Akaike foi o ARMA(3,3).

Para verificar se os modelos ARMA(1,1) e ARMA(3,3) se ajustam bem aos dados da regressão foram feitos alguns testes nos resíduos. Para o modelo ARMA(1,1) observou-se probabilidade acima de 5% para o teste de autocorrelação e autocorrelação parcial (Apêndice B), para o modelo ARMA(3,3) também se verificou a probabilidade acima de 5% (Apêndice C), indicando que tanto no primeiro modelo quanto no segundo os resíduos apresentam uma grande probabilidade de apresentarem uma estrutura de ruído branco.

Outro teste efetuado foi o teste de normalidade do resíduo, o teste Jarque-Bera, em que se constatou que no modelo ARMA(1,1) a probabilidade está acima de 5%, registrando um

⁷ O primeiro número refere-se ao valor Akaike, o segundo número refere-se ao valor Schwarz.

percentual de 6,9%, indicando que estes resíduos podem ter uma estrutura normal. Já para o modelo ARMA(3,3), foi constatado um percentual de 15,3%, também acima de 5%, indicando que estes resíduos podem apresentar uma estrutura normal (Apêndice D).

Uma outra medida implementada foi o RMSE (*Root Mean Squared Error*), em que para o modelo ARMA(3,3) o valor foi de 3,43, já para o modelo ARMA(1,1) o valor foi de 3,89.

Tanto no teste de autocorrelação e autocorrelação parcial quanto no teste de normalidade há indícios de que os resíduos dos dois modelos sejam ruídos brancos, indicando que os modelos estão bem ajustados aos dados das regressões.

4.4 PROJEÇÕES PARA DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO MODELO ARIMA

Utilizando os modelos ARMA(3,3) e o ARMA(1,1) sem tendência selecionados no tópico 4.3, foi possível calcular as projeções do consumo de energia elétrica para o período de 2006 a 2015. Abaixo é apresentada a tabela 17 com as previsões do consumo de energia elétrica:

Ano	Modelo Arma(3,3)	Modelo Arma(1,1)
2006	342,75	347,55
2007	356,00	360,20
2008	373,67	373,39
2009	385,66	387,13
2010	399,79	401,44
2011	419,35	416,35
2012	435,87	431,89
2013	452,23	448,07
2014	473,65	464,93
2015	494,45	482,49

Tabela 17 – Previsões do consumo de energia elétrica a partir dos modelos ARMA (TWh)

Observa-se que a taxa média de crescimento do consumo de energia elétrica do modelo ARMA(3,3) ficou em 4,2 % ao ano, um pouco acima do valor realizado no período de 1990 a

2005, valor este de 3,3 % ao ano. Há de se registrar que o valor realizado foi influenciado pela taxa de crescimento atípica do ano de 2001, valor este de 7,9 % ao ano negativos, isto devido ao racionamento de energia elétrica implementado no Brasil neste período, se desconsiderar este ano o valor da taxa de crescimento médio para este período fica em 4,0 % ao ano, logo perto da média da taxa de crescimento do modelo ARMA(3,3).

Já para o modelo ARMA(1,1), o valor médio da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica ficou em 3,7 %, perto da média da taxa de crescimento realizado no período de 1990 a 2005, isto desconsiderado o ano de 2001. O que se conclui é que tanto o modelo ARMA(3,3) quanto o ARMA(1,1) ficaram dentro da média da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica comparado com os valores realizados, isto excluindo o ano de 2001 quando ocorreu o racionamento de energia elétrica.

5 COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES COM A DA EPE

Nesta seção trataremos de fazer comparações, primeiro compararemos os consumos previstos com o da EPE, depois compararemos as capacidades instaladas para verificar se a energia elétrica apresentará déficit. Abaixo é apresentada uma tabela com os consumos de energia elétrica para comparação:

Ano	Arma(3,3)	Arma(1,1)	Cenario1	Cenario2	Cenario3	EPE
2006	342,75	347,55	366,46	366,46	366,46	364,00
2007	356,00	360,20	381,64	381,45	381,22	384,00
2008	373,67	373,39	396,85	396,45	395,96	404,00
2009	385,66	387,13	411,80	411,17	410,41	424,00
2010	399,79	401,44	426,42	425,54	424,49	444,00
2011	419,35	416,35	440,61	439,48	438,11	465,00
2012	435,87	431,89	454,31	452,91	451,22	491,00
2013	452,23	448,07	467,58	465,80	463,77	516,00
2014	473,65	464,93	480,22	478,05	475,66	541,00
2015	494,45	482,49	492,16	489,58	486,83	567,00

Tabela 18 – Consumo de energia elétrica prevista e da EPE (TWh)

O que se observa é que o consumo de energia elétrica prevista pela EPE está em sua maior parte acima dos valores encontrados neste trabalho. Comparando os valores da EPE com a taxa de crescimento realizado do período de 1990 a 2005, retirando o valor atípico de 2001, temos que o valor da EPE está acima, sendo o valor da EPE de 5,1 % e o valor realizado de 4,0 %.

Um outro ponto a ser abordado aqui serão as comparações das previsões das capacidades instaladas com a relatada pela EPE. A série da EPE foi construída a partir das previsões das inaugurações das usinas de energia elétrica de 2006 até o ano de 2015, relatadas no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006-2015. O motivo de fazer esta comparação de capacidade instalada é exatamente para podermos comparar as estimativas feitas neste trabalho com as previsões de inaugurações das usinas até o ano de 2015.

O que foi estimado até então foi o consumo de energia elétrica e precisamos comparar a capacidade instalada, para isto será necessário se fazer alguns cálculos para permitir esta comparação. Primeiro devemos observar que $CI = GEE / (H \times FC)$, sendo CI a capacidade instalada, GEE é a geração de energia elétrica, H é o número de horas do período, e FC é o fator de capacidade. Como o período dos dados é anual, o valor de H é de 8.760 horas por ano.

Devemos observar que geração de energia elétrica é o consumo de energia elétrica mais as perdas técnicas e comerciais. Portanto, podemos estimar as perdas técnicas e comerciais como a diferença do consumo de energia elétrica e a geração. A partir desta diferença estimamos um percentual das perdas em relação à geração total, chegando ao valor médio deste percentual de 7,71%, isto para o período de 1980 a 2003. Em seguida, podemos estimar a geração através dos consumos estimados nos tópicos anteriores utilizando a equação abaixo:

$$GEEP = \frac{CEEP}{(1 - P)}$$

Em que, GEEP é a geração de energia elétrica prevista, CEEP é o consumo de energia elétrica prevista e P é o percentual médio de perdas técnicas e comerciais.

Devemos inicialmente definir o fator de capacidade, em que este representa um percentual da geração média em relação à capacidade instalada durante um período específico, no caso em que se está tratando aqui o período é de um ano. A média do fator de capacidade calculada para o período de 1980 a 2003 foi de 51,19 %. De mãos deste dado é possível estimar a capacidade instalada para o período de 2006 a 2015, sendo este cálculo fornecido pela equação abaixo:

$$CIP = \frac{GEEP}{H} \times \frac{1}{FC}$$

Em que, CIP é a capacidade instalada prevista e o FC é o fator de capacidade média.

Abaixo é apresentada a tabela 19 com as capacidades instaladas previstas pelos modelos desenvolvidos neste trabalho e a informada no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 da EPE.

Ano	Arma(3,3)	Arma(1,1)	Cenario1	Cenario2	Cenario3	EPE
2006	82.830	83.989	88.560	88.560	88.560	93.467
2007	86.031	87.046	92.227	92.181	92.127	94.479
2008	90.301	90.233	95.902	95.805	95.688	96.889
2009	93.198	93.553	99.516	99.364	99.180	98.136
2010	96.614	97.012	103.048	102.836	102.581	105.364
2011	101.341	100.616	106.478	106.204	105.874	110.582
2012	105.332	104.371	109.789	109.449	109.041	119.823
2013	109.287	108.282	112.995	112.565	112.074	127.991
2014	114.463	112.355	116.050	115.525	114.949	128.209
2015	119.488	116.598	118.935	118.311	117.647	128.364

Tabela 19 – Capacidade instalada prevista e da EPE (MW)

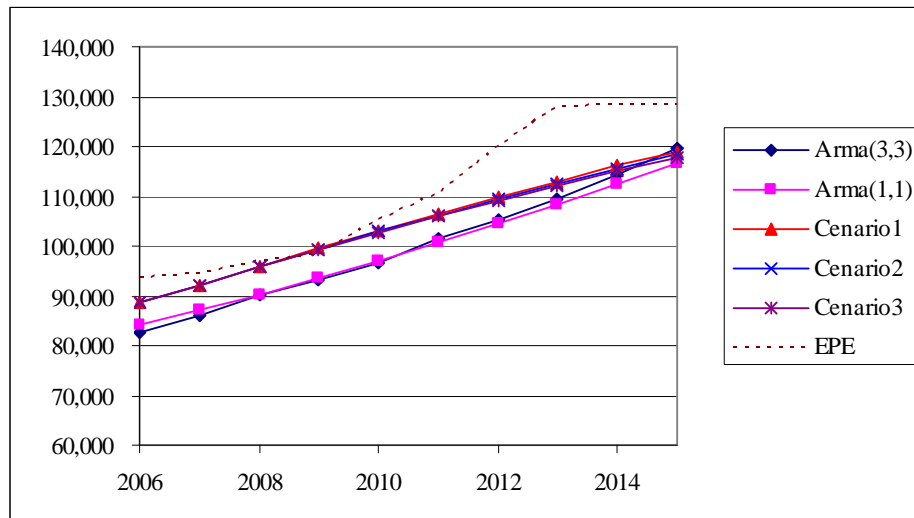


Figura 4 – Estimativas da capacidade instalada versus EPE (MW).

O que se observa é que os valores das capacidades instaladas previstas são sensíveis ao fator de capacidade e o percentual de perdas, para avaliar esta sensibilidade faremos uma análise variando estes parâmetros e verificando o reflexo na capacidade instalada prevista. Abaixo são apresentadas duas tabelas, uma com a variação do fator de capacidade e com a média do percentual da capacidade instalada prevista em relação ao valor da EPE, a outra tabela mostra a variação do percentual de perdas com a média do percentual da capacidade instalada prevista em relação à capacidade instalada da EPE.

Fator de Capacidade	ARMA(3,3)	ARMA(1,1)	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
45,00%	103,15%	102,79%	108,05%	107,79%	107,50%
47,00%	98,76%	98,42%	103,45%	103,21%	102,92%
51,19%	90,68%	90,37%	94,99%	94,77%	94,51%
53,00%	87,58%	87,28%	91,74%	91,52%	91,27%

Tabela 20 – Média do percentual da capacidade instalada prevista em relação à da EPE

Percentual de Perdas	ARMA(3,3)	ARMA(1,1)	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
4,00%	87,18%	86,87%	91,32%	91,10%	90,85%
6,00%	89,03%	88,72%	93,26%	93,04%	92,78%
7,71%	90,68%	90,37%	94,99%	94,77%	94,51%
10,00%	92,99%	92,66%	97,41%	97,17%	96,91%
12,00%	95,10%	94,77%	99,62%	99,38%	99,11%
14,00%	97,31%	96,97%	101,94%	101,69%	101,41%

Tabela 21 – Média do percentual da capacidade instalada prevista em relação à da EPE

Ressaltamos que a definição de risco de déficit de energia elétrica considerada neste trabalho é quando a capacidade instalada prevista ultrapassa a capacidade instalada da EPE, vale registrar que o sistema elétrico brasileiro considera como risco de falta de energia elétrica quando há uma probabilidade de falta de energia maior que 5,0%, sendo considerados valores abaixo deste como uma situação ainda gerenciável.

Como se observa na tabela 20, com um fator de capacidade de 45% e 47% faz com que a capacidade instalada prevista supere a capacidade instalada fornecida pela EPE, logo sendo uma situação de risco de déficit de energia elétrica. Nos outros casos, não se observou problema de falta de energia elétrica. Na tabela 21, observa-se um risco de déficit de energia elétrica quando o percentual de perdas chega a 14,0%.

Considerando um cenário em que o fator de capacidade e o percentual de perda sejam valores médios, considerando também que não haverá atrasos nas inaugurações das usinas, neste contexto observa-se que para os cenários 1, 2 e 3, há indícios de um pequeno percentual de déficit de energia para o ano 2009, como este valor é muito pequeno, valor em torno de 1,0% acima da capacidade instalada fornecida pela EPE, acreditamos que esta situação ainda seja gerenciável. Já considerando os modelos ARIMA selecionados, não há evidência de que haverá falta de energia elétrica para o período de 2006 a 2015 no Brasil.

6 CONCLUSÃO

Com este trabalho, procurou-se contribuir com o processo de planejamento do setor elétrico brasileiro ao apresentar estimativas das elasticidades preço e elasticidade renda da demanda de energia elétrica do Brasil, utilizando para isto dados anuais do período de 1966 a 2005.

Neste trabalho foi estimada a demanda por energia elétrica para o Brasil para o período de 2006 a 2015, isto utilizando primeiro um modelo de correção de erros vetoriais – VEC. Nesta etapa foi estimado o coeficiente de ajustamento, em que se verificou com os resultados que eventuais choques de mudanças na renda e/ou no valor da tarifa, levam 16,7 anos para serem eliminados. Em seguida foram feitas as estimativas da demanda de energia elétrica utilizando modelo ARIMA.

Diferente de outros trabalhos apresentados aqui, neste utilizou-se valores agregados do Brasil, incluindo a classe de “outros” clientes que não foi considerado na maior parte dos trabalhos de referência.

De mãos dessas estimativas foi possível comparar com as previsões fornecidas pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, o que se observou foi que para os cenários 1, 2 e 3, há indícios de que haverá um pequeno percentual de déficit de energia elétrica para o ano de 2009, como este valor é pequeno acreditamos que ainda seja uma

situação gerenciável para o sistema elétrico brasileiro. Para os modelos ARIMA selecionados não há evidência de falta de energia para o período de 2006 a 2015 para o Brasil. Acreditamos que as questões abordadas aqui sejam de grande importância para a tomada de decisão para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, T. e LOBÃO, W. (1997). “Elasticidade-renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil”. Texto para discussão nº 489, IPEA.

DIEBOLD, F. (2004). “Elements of Forecasting”. 3ª edição, Universidade da Pennsylvania, Thomson South-Western.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE (2006). “Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015”.

_____ (2006a). “Mercado de energia elétrica: 2006-2015”.

ENDERS, W. (1995). “Applied Econometric Time Series”. 1ª edição, Iowa State University, John Wiley&Sons, Inc.

GIAMBIAGI, F. et alli (2001). “O Cenário Macroeconômico e as Condições de Oferta de Energia Elétrica no Brasil”. Texto para discussão 85, BNDES.

LEVY, P. M. et alli (2006). “Uma Agenda para o Crescimento Econômico e a Redução da Pobreza”. Texto para discussão nº 1234, IPEA.

MATTOS, L. B. de (2005). “Uma estimativa da demanda industrial de energia elétrica no Brasil: 1974-2002”. Organ. rurais agroind., Lavras, v. 7, nº 2, p. 238-246.

MATTOS, L. B. de e LIMA, J. E. de (2005). “Demanda residencial de energia elétrica em Minas Gerais: 1970-2002”. Nova Economia, Belo Horizonte, p. 31 a 52, setembro a dezembro de 2005.

MODIANO, E. M. (1984). “Elasticidade-Renda e Preços da Demanda de Energia Elétrica no Brasil” . Texto para discussão nº68, Departamento de economia – PUC/RJ.

MONTFORT, K. e LISE, W. (2005). “Energy consumption and GDP in Turkey: is there a cointegration relationship?”.

PINDYCK, R. S. (1999). “The long-run evolution of energy prices”. The Energy Journal, vol. 20, nº 2.

SCHMIDT, C. e LIMA, M. (2004). “A demanda por energia elétrica no Brasil”. RBE, 58(1): 67-98, Jan/Mar 2004

VASCONCELLOS, M. A. S. et alli (2000). “Manual de Econometria”. São Paulo, Atlas.

APÊNDICE A: ENGLE & GRANGER VERSUS JOHANSEN

Cointegração refere-se a uma relação de longo prazo que uma variável apresenta em relação à outra ou a várias variáveis. Para avaliar se algumas variáveis são cointegradas foram elaboradas duas metodologias, primeiro abordaremos a metodologia desenvolvida por Engle & Granger e depois abordaremos a metodologia adotada por Johansen.

No que se refere à metodologia desenvolvida por Engle & Granger, primeiro deve-se identificar se as variáveis são não estacionárias e se apresentam a mesma ordem de integração. Depois de feito isto e comprovado que elas apresentam a mesma ordem de integração, então faz-se uma regressão linear dessas variáveis. O que Engle & Granger propõe é verificar se os resíduos desta regressão são estacionários utilizando um teste de raiz unitária, se for então essas variáveis podem ser ditas como cointegradas.

Assim como na metodologia de Engle & Granger, na de Johansen deve-se verificar também se as variáveis são integradas da mesma ordem. A metodologia desenvolvida por Johansen tem como diferença da de Engle & Granger, que ele utiliza máxima verossimilhança para estimar os vetores de cointegração e permite testar e estimar a presença de vários vetores e não só de um único vetor de cointegração. Para se verificar a existência de um ou mais vetores de cointegração Johansen define um processo autoregressivo do tipo que se segue abaixo:

$$x_t = A_1 x_t + A_2 x_{t-1} + \dots + A_p x_{t-p} + \varepsilon_t$$

Onde x_t é um vetor ($n \times 1$), ε_t é um erro n -dimensional e A_i é uma matriz de coeficientes. Subtraindo x_{t-1} de ambos os lados da equação acima e posteriormente adicionando $(A_1 - I)x_{t-2}$; repetindo a operação para $(A_2 + A_1 + I)x_{t-3}$ e assim sucessivamente, obtém-se:

$$\Delta x_t = \sum_{i=1}^{p-1} \pi_i \Delta x_{t-i} + \pi_{n \times n} x_{t-p} + \varepsilon_t$$

Johansen demonstra que o posto da matriz $\pi_{n \times n}$ é igual ao número de vetores de cointegração. Desta forma, esse método consiste em testar se os coeficientes da matriz $\pi_{n \times n}$ contêm as informações de longo prazo sobre as variáveis envolvidas. Existem três casos possíveis considerando o posto (r) dessa matriz, primeiro, se esta matriz for de posto completo ou $\text{posto}(\pi) = n$, ou seja, se existem n colunas linearmente independentes, as variáveis em x_t serão $I(0)$ ou estacionárias. Segundo, se o posto desta matriz for igual a zero, então não existe nenhum vetor de cointegração. Terceiro, se o $\text{posto}(\pi) = r \leq n - 1$, ou seja, o posto de π indica o número de relações que cointegram.

Este número r pode ser obtido utilizando dois testes, o primeiro é conhecido como teste do traço ($\lambda_{\text{traço}}$) e é usado para testar a hipótese nula que existem no máximo r vetores de cointegração:

$$\lambda_{\text{traço}}(r) = -T \sum_{i=r+1}^n \ln(1 - \lambda_i)$$

Em que λ_i é o valor estimado dos autovalores obtidos da matriz $\pi_{n \times n}$ e T é o número de observações.

O segundo teste é o teste de máximo valor que testa a existência de exatamente de r vetores de cointegração contra a alternativa de existência de $r+1$ vetores. Ele é definido por:

$$\lambda_{Max}(r, r+1) = -T \ln(1 - \lambda_{r+1})$$

A hipótese nula do primeiro teste é de que o número de vetores de cointegração é $r \leq p$ (em que $p = 1, 2, 3, \dots, n - 1$), e a hipótese alternativa é de que $r = n$. A idéia básica do segundo teste é de verificar a significância do maior autovalor, confrontando a hipótese nula de que r vetores de cointegração são significativos contra a alternativa de que o número de vetores significativos seja $r + 1$, ou seja, $r = 0$ contra $r = 1$; $r = 1$ contra $r = 2$ e assim por diante.

APÊNDICE B: CORRELOGRAMA DO MODELO ARMA(1,1)

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.194	0.194	2.0659	
		2	0.117	0.082	2.8337	
		3	0.049	0.013	2.9725	0.085
		4	-0.042	-0.066	3.0777	0.215
		5	-0.078	-0.068	3.4429	0.328
		6	-0.041	-0.006	3.5433	0.471
		7	-0.048	-0.022	3.6843	0.596
		8	-0.087	-0.071	4.1665	0.654
		9	0.070	0.103	4.4836	0.723
		10	-0.199	-0.234	7.1285	0.523
		11	0.110	0.195	7.9508	0.539
		12	-0.007	-0.061	7.9538	0.633
		13	-0.002	0.004	7.9541	0.717
		14	0.053	0.042	8.1608	0.772
		15	-0.057	-0.115	8.4085	0.816
		16	0.019	0.080	8.4379	0.865
		17	0.035	0.028	8.5377	0.900
		18	0.048	-0.004	8.7308	0.924
		19	-0.125	-0.084	10.067	0.901
		20	0.052	-0.004	10.301	0.922
		21	-0.206	-0.151	14.141	0.775
		22	-0.048	0.030	14.360	0.812
		23	0.024	0.036	14.415	0.851
		24	-0.014	0.020	14.436	0.885

Figura 5 – Correlograma do modelo ARMA(1,1)

APÊNDICE C: CORRELOGRAMA DO MODELO ARMA(3,3)

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.103	0.103	0.5588	
		2	-0.007	-0.018	0.5618	
		3	-0.006	-0.004	0.5639	
		4	-0.040	-0.039	0.6531	
		5	-0.018	-0.010	0.6720	
		6	-0.014	-0.012	0.6838	
		7	-0.058	-0.056	0.8851	0.347
		8	-0.034	-0.024	0.9557	0.620
		9	0.128	0.133	1.9887	0.575
		10	-0.188	-0.224	4.2792	0.370
		11	0.168	0.234	6.1562	0.291
		12	0.002	-0.079	6.1565	0.406
		13	-0.086	-0.064	6.6792	0.463
		14	0.048	0.070	6.8449	0.553
		15	-0.061	-0.095	7.1204	0.625
		16	-0.091	-0.058	7.7590	0.652
		17	-0.012	0.004	7.7703	0.734
		18	0.073	0.055	8.2000	0.769
		19	-0.149	-0.125	10.074	0.688
		20	0.032	-0.034	10.162	0.750
		21	-0.203	-0.142	13.838	0.538
		22	-0.047	-0.027	14.042	0.596
		23	0.010	-0.058	14.050	0.664
		24	-0.068	-0.006	14.517	0.695

Figura 6 – Correlograma do modelo ARMA(3,3)

APÊNDICE D: HISTOGRAMAS DOS MODELOS ARMA(1,1) E ARMA(3,3)

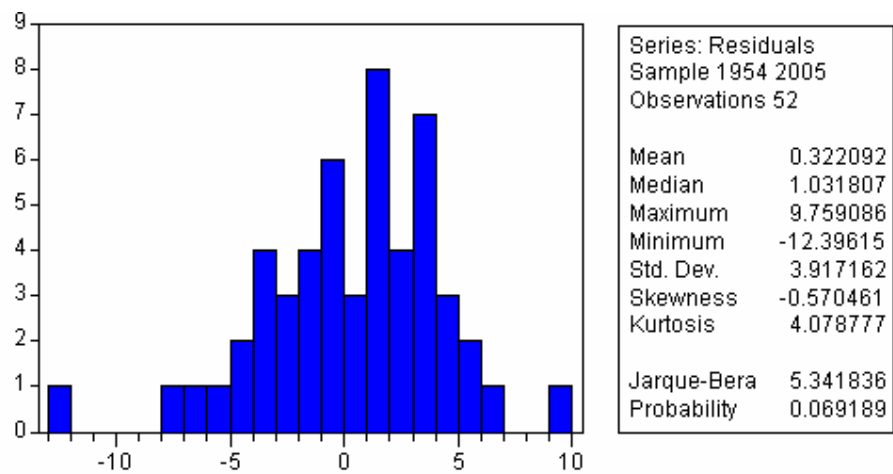


Figura 7 – Histograma do modelo ARMA(1,1)

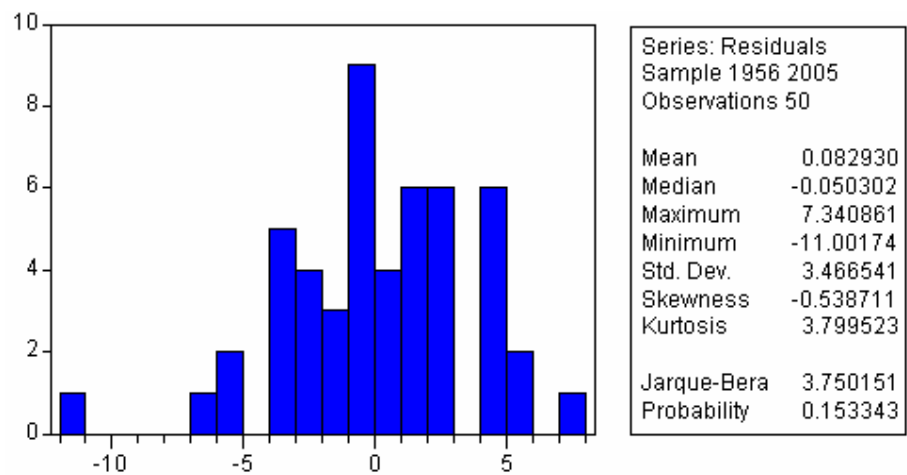


Figura 8 – Histograma do modelo ARMA(3,3)