ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIA E AUTOMAÇÃO ELÉTRICAS

GUSTAVO SOZZI

Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro

São Paulo
2014

GUSTAVO SOZZI

Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro

Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Potência.

São Paulo

2014

GUSTAVO SOZZI

Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro

Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Potência.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

2014

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.
São Paulo, _____ de _____ de _____
Assinatura do autor: _____
Assinatura do orientador: _____

Catalogação-na-Publicação

Sozzi, Gustavo
Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro / G. Sozzi. -- versão corr. -- São Paulo, 2015.
84 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia (Custos) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Aos meus pais, Orlando e Mariza Sozzi,
pelo apoio, incentivo e suporte.

AGRADECIMENTOS

Manifesto meu eterno agradecimento aos meus pais Orlando e Mariza Sozzi pelo apoio, paciência e incentivo durante todo meu crescimento, pessoal, profissional e acadêmico.

Expresso também meu muito obrigado ao Heron e Sara que me auxiliaram durante o andamento do curso bem como ao Professor Dorel, pelo aprendizado adquirido, prontidão no atendimento como professor orientador e o enorme conhecimento compartilhado durante o desenvolvimento do curso e deste trabalho.

RESUMO

Hoje no mercado brasileiro de eletricidade, o preço da energia convencional é composto pela soma do valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) semanalmente – com o valor do Spread negociado bilateralmente no mercado à vista (mercado de curto prazo), resultante do equilíbrio entre oferta e demanda. Em alguns momentos, o valor do Spread chega a representar mais de 100% do custo total da energia.

Este trabalho faz uma análise do mercado brasileiro, bem como, de alguns mercados no exterior de energia elétrica e destaca os pontos que tem influência direta, na formação do Spread da energia convencional e como isso afeta a decisão de contratação dos agentes. Além disso, o trabalho busca encontrar correlações entre dados divulgados, como carga e oferta de energia, com o ágio negociado no mercado de curto prazo, buscando entender o real impacto de cada um desses fatores e explicar as grandes variações já observadas. Sugere-se também um modelo de regressão linear múltipla para a projeção de valores do ágio. Para tanto, foram utilizadas informações proveniente de um banco de dados de cotações de negócios efetivamente realizados no curto prazo desde janeiro de 2011 até julho de 2014, bem como informações retiradas da CCEE e Operador Nacional do Sistema (ONS).

Palavras-chave: energia elétrica, Spread, comercialização de energia, mercado livre, gestão, preço de curto prazo, preço no mercado livre, previsão de preço da energia, estratégia de negociação.

ABSTRACT

The Brazilian wholesales energy market price is formed by de sum of the PLD (Market Clearing Price which is released weekly by the Commercial Chamber) and a Spread value, resulting from the negotiation between the market agents. In some cases, the Spread represent more than 100% of the energy total cost.

This paper presents an overview about some energy markets, focusing the Brazilian Energy Market, so as to highlight points that affect the Spread value at the spot market and, as consequence, the strategy of the market agents. Additionally, this paper shows the correlation between energy demand and energy offer and energy spread negotiated at the short term market, trying to understand the real impact of each variable trying to get the right explanation regarding the big variations observed. It has been suggested a mathematical model of multiple linear regression to forecast the spread value. In order to accomplish this purpose it was used (i) a historical data of effectively trading situations at the short term market, comprising the period between January 2011 to July 2014, as well as (ii) information's released by the Commercial Chamber (CCEE) and the System Operator (ONS).

Keywords: Spread, energy trading, wholesales market, spot price, free market price, forecasted energy price, energy trading strategy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Fluxograma de atividades para publicação do PLD 37

Gráfico 1 Comparação do consumo de MW entre o ACR e o ACL em 2013 18
Gráfico 2 Evolução agentes CCEE 25
Gráfico 3 Função de Custo Imediato (FCI) 32
Gráfico 4 Função de Custo Futuro (FCF) 33
Gráfico 5 FCI vs. FCF vs. Custo Total 35
Gráfico 6 Sazonalização da garantia física em UHE de 100 MWmédios 42
Gráfico 7 Simulação de sazonalização entre usina Ua e Ub 43
Gráfico 8 Evolução do Spread da energia convencional vs. Sobra Sazo 50
Gráfico 9 Demonstração de regressão simples 54
Gráfico 10 Sobra Sazo x Spread 55
Gráfico 11 Sobra Sazo descontando Carga x Spread 56
Gráfico 12 PLD x Spread 56
Gráfico 13 Sobra Sazo x Spread em % do PLD 57
Gráfico 14 Sobra Sazo descontando Carga x Spread em % do PLD 57
Gráfico 15 PLD x Spread em % do PLD 58
Gráfico 16 Valor do Spread previsto vs. realizado 68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Geração de energia de reserva em 2013 21
Tabela 2 Condições para poder optar pelo Mercado de Livre Contratação 24
Tabela 3 Banco de dados para regressão simples 53
Tabela 4 Correlações no ano de 2011 59
Tabela 5 Correlações no ano de 2012 59
Tabela 6 Correlações no ano de 2013 59
Tabela 7 Correlações no ano de 2014 60
Tabela 8 Correlações de janeiro de 2011 a julho de 2014 60

LISTA DE SIGLAS E ABREVIAÇÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BETTA	British Electricity Trading and Transmission Arrangement
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFM	Custo Futuro Médio
CMO	Custo Marginal de Operação
Conuer	Contrato de Uso da Energia de Reserva
CVAR	Conditional Value at Risk
CVU	Custo Variável Unitário
EAR	Energia Armazenada
EER	Encargo de Energia de Reserva
ENA	Energia Natural Afluente
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
GWh	Gigawatt hora
IPDO	Informativo Preliminar Diário da Operação
kV	Quilovolts
kW	Quilowatt
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MQO	Mínimos Quadrados Ordinários
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
MWmédio	Megawatt médio
NEM	National Electricity Market

NETA	New Electricity Trading Arrangements
ONS	Operador Nacional dos Sistemas
PAR(p)	Autorregressivo Periódico de Ordem p
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação
PNE 2030	Plano Nacional de Energia
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RESEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RETA	Reform the Electricity Trading Arrangements
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13

2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO 15
2.1 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL 15
2.1.1 Ambientes de contratação 17
2.1.1.1 Mercado regulado 18
2.1.1.2 Mercado livre 22
2.2 MERCADOS DE ENERGIA NO EXTERIOR 25
2.2.1 Mercados internacionais de energia 26
2.2.1.1 Reino Unido 26
2.2.1.2 PJM Interconnection (EUA) 28
2.2.1.3 Califórnia ISSO - CAISO (EUA) 29
2.2.1.4 Nord Pool 29
2.2.1.5 Austrália 29

3 FORMAÇÃO DO PLD 31
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 31
3.2 OPERAÇÃO DO SISTEMA 31
3.3 NEWAVE E DECOM 32
3.4 CUSTO FUTURO 34
3.5 MODELOS 35
3.5.1 Newave 35
3.5.2 Decomp 36
3.6 RESULTADOS 36

4 FORMAÇÃO DO SPREAD DA ENERGIA CONVENCIONAL 38
4.1 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) 39
4.2 ENERGIA ALOCADA AO MERCADO CATIVO 43

5 VARIÁVEIS ESTUDADAS 45
5.1 BASE DE DADOS 45
5.1.1 Spread 45
5.1.2 Energia disponível no mercado livre 46

5.1.3 Carga 48
5.1.4 Correlação 48

6 MODELAGEM 50
6.1 INTRODUÇÃO À MODELAGEM 50
6.2 REGRESSÃO SIMPLES 50
6.3 EXEMPLIFICAÇÃO REGRESSÃO SIMPLES 52

7 RESULTADOS 54
7.1 CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS 54
7.2 REGRESSÃO LINEAR SIMPLES E MÚLTIPLA (MODELAGEM) 60
7.2.1 Análise das diversas combinações de modelagens 62
7.2.1.1 Teste de significância das variáveis 62
7.3 MODELO DE MAIOR CONVERGÊNCIA 65
7.3.1 Teste de heteroscedasticidade para o modelo de maior convergência (variáveis independentes = Sobra Sazo, Sobra Sazo Carga e PLD) 66
7.3.2 Teste de confiança do modelo de maior convergência 66
7.4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS 67
7.4.1 impostos nas negociações de curto prazo 68
7.4.2 Prazo para pagamento em negociações bilaterais e liquidação CCEE 68
7.5 ESTUDOS FUTUROS 69

8 CONCLUSÃO 70

REFERÊNCIAS 76

ANEXOS 78

1 INTRODUÇÃO

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia elétrica representa, hoje, a possibilidade de livre concorrência de mercado, dando aos seus agentes a possibilidade de negociação de preço, prazo, flexibilidades, entre outras condições. Este modelo teve início com a reestruturação do setor elétrico e as profundas mudanças legais que tiveram início a partir da Lei 9.648/98. Antes da reforma, praticamente todos os segmentos do setor elétrico brasileiro eram de propriedade pública (MAYO, 2012).

Desde então, o mercado livre – o ACL – vem sendo divulgado e cada vez mais indústrias de grande porte e investidores em projetos de geração de energia se sentem atraídos pelas características do ACL, buscando alocar, nesse mercado, pelo menos parte de seus direitos de comercialização, com o intuito de aumentar sua taxa de retorno sobre o investimento. Segundo o InfoMercado (2014) fevereiro deste ano, o número de comercializadores também aumentou significativamente nos últimos anos, fato que trouxe maior liquidez às operações de compra e venda com produtos que atendem de forma mais adequada à demanda dos consumidores e à oferta dos geradores.

A possibilidade de contratação em um mercado cujos contratos são estruturados em ambiente competitivo expõe seus participantes à volatilidade de preços, tornando essencial a efetivação de estudos sobre riscos envolvidos, custos e oportunidades. Esta mesma necessidade também foi observada em outros mercados de energia além do brasileiro, como descrito no artigo “Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast erros” (REDL et al., 2009) tratando da relação entre a curva de preços futuros de energia e seu impacto nas relações bilaterais entre os agentes do mercado europeu.

Os consumidores que contratam energia no mercado livre, bem como os geradores, podem optar por contratos de diferentes durações. Para se definir o melhor momento e a melhor opção de contratação, é preciso analisar de forma detalhada a projeção de preços, a qual está intimamente ligada ao Preço de Liquidação das Dife-

renças (PLD)[1], à oferta e demanda de energia elétrica e à projeção do spread da energia no mercado de curto prazo.

Considerando que a formação do preço no mercado de curto prazo, bem como a oferta e a demanda são temas conhecidos e possuem uma quantidade de referências bibliográficas consideráveis para que se possa desenvolver uma análise bem fundamentada, um estudo da formação do ágio da energia convencional complementaria essa necessidade de informação do mercado, dando um maior embasamento e acuracidade às projeções de preço da energia no mercado livre.

Segundo Assaf Neto (2006), o jargão Ágio, em termos financeiros, é a diferença positiva entre o preço negociado de um título em relação ao seu valor nominal, ou valor de face. Quando esta diferença é negativa denominamos deságio. Assim numa negociação em que foi pago por um título um valor superior ao seu valor nominal, diz-se que houve o pagamento de ágio na operação, caso o valor pago corresponda a um valor inferior ao seu valor nominal teremos um deságio.

No mercado livre brasileiro de energia, o valor do Nominal é o PLD, enquanto o ágio ou deságio representam o valor acrescido ou decrescido desse parâmetro em função de uma negociação, chamados comumente de spread.

Posto isso, fica evidente que um estudo mais detalhado sobre a formação do spread da energia no mercado de curto prazo pode contribuir com embasamento técnico para a tomada de decisão dos agentes compradores e vendedores.

[1] PLD, apurado pela CCEE, por submercado, conforme determina o inciso V do art. 2º do Decreto nº 5.177/2004, semanalmente e por patamar de carga, de acordo com o disposto no art. 57 do Decreto nº 5.163/2004

2 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO SETOR ELÉTRICO

2.1 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

Este capítulo apresenta (i) um breve descritivo dos principais acontecimentos nos últimos anos no setor elétrico Brasileiro e como essas ocorrências influenciaram o modelo vigente, (ii) descreve os agentes participantes do mercado e suas principais características e (iii) comenta sobre as principais formas de se contratar energia atualmente.

Segundo Kelman (2001), o sistema hidrelétrico brasileiro é projetado para atender o consumo de energia na hipótese de ocorrência de períodos secos por vários anos consecutivos e somente secas excepcionais resultam em problemas de suprimento. Ainda conforme Kelman (2001), caso haja um “desequilíbrio” nesse sistema (Oferta e Demanda), o mesmo passa a depender de ocorrências hidrológicas favoráveis.

Atualmente, com o crescimento da demanda em níveis superiores à capacidade armazenamento dos reservatórios, o sistema vem se mostrando mais frágil e cada vez mais dependente da geração térmica para o atendimento da carga.

Isto se deve a um parque gerador de energia formado, em sua grande maioria, por usinas hidráulicas. Essa característica surge em decorrência da abundância de recursos hídricos do País, proporcionando, assim, uma fonte de energia elétrica de baixo custo.

Antes de 1998, a expansão da geração obedecia à lógica de planejamento centralizado. A oferta de energia deveria ser continuamente aumentada para acompanhar o crescimento da demanda energética, basicamente através de investimentos das empresas estatais afirma Kelman (2001).

Com o passar dos anos, esse cenário foi mudando e a disponibilidade abundante de recursos naturais diminuiu. O custo incremental para atender à demanda aumentou, pois os projetos hidráulicos de maior rentabilidade já haviam sido explorados e a capacidade de financiamento do governo diminuiu, fazendo-se necessária a presença do capital privado para a expansão da geração.

Assim, aconteceram algumas tentativas de se estabelecer um novo modelo que, de modo sustentável, assegurasse o investimento privado necessário para expansão do parque gerador, bem como a diversificação de fontes de geração.

O principal modelo que obteve resultados práticos de maior impacto foi denominado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), focando na expansão da geração e transmissão do sistema e inaugurando o primeiro formato de livre negociação de energia no Brasil de forma paralela a um processo de privatização das empresas do setor.

Segundo o relatório do Projeto RESEB-COM (2001), os principais institutos e características sugeridas foram:

- Desverticalização das atividades.
- Geração – passaria a ser uma atividade competitiva com preços definidos pelo mercado.
- Transmissão independente.
- Livre acesso dos geradores ao mercado.
- Livre acesso dos consumidores livres às fontes de geração ou aos comercializadores livres que competem pela prestação de seus serviços.
- Apenas as atividades de transporte de energia na transmissão e distribuição são monopólios naturais com preços administrados pelo poder concedente.
- Operador Nacional dos Sistemas (ONS) operando os sistemas de geração e transmissão de forma independente, visando sua otimização e viabilizando o instituto do livre acesso.
- Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) é o ambiente onde a livre competição deve condicionar a formação dos preços (sem prejuízo da otimização).
- Regulador independente atuando como um guardião do modelo, como intérprete da legislação específica, como garantia de estabilidade das regras.
- Expansão da oferta como uma oportunidade de investimento; podendo ficar a cargo dos agentes do mercado.

Ao longo do período do projeto RESEB, foram observados diversos fatores prejudiciais à oferta, como o atraso na entrega dos projetos, garantias físicas de usinas superestimadas e períodos hidrológicos desfavoráveis.

A união desses fatores resultou em uma redução na oferta da energia disponível, ao ponto de, no ano de 2001, ser necessário decretar racionamento de energia elétrica o que segundo Kelman (2001) poderia ter sido evitado caso os projetos de geração estivessem sido aportados ao sistema dentro dos prazos previstos. Esse acontecimento deu-se em um momento que antecipou uma mudança política (Novo Presidente) e o início de um novo momento do setor elétrico brasileiro.

Após o período de racionamento, houve um excesso de oferta visto que a população foi incentivada a reduzir o consumo de energia e um valor de tarifas extremamente altas que, mesmo assim, não remuneravam as distribuidoras. No ano de 2003, houve a proposição de um novo modelo institucional (PROPOSTA, 2003) que visava corrigir falhas e lacunas do modelo vigente, estabelecendo novas regras, entre elas a criação de dois ambientes de contratação para a comercialização de energia tendo a participação de geradores, comercializadores e consumidores estabelecendo assim certo grau de competição.

Essa ruptura deu continuidade ao processo, iniciado em 1998, de estabelecer um mercado livre de comercialização de energia, já testado primeiramente no Chile e, posteriormente, em países da União Europeia como citado na introdução do artigo "Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast erros" (REDL et al., 2009).

2.1.1 Ambientes de contratação

A contratação de energia no Brasil está dividida em dois ambientes, que funcionam simultaneamente, chamados de Mercado Cativo ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Desde 2003, os participantes que negociam energia nesses mercados são os agentes de geração, comercialização, distribuição e consumo. Existem regras e parâmetros que regulam a atuação de cada classe em ambos os mercados.

Para o tema desenvolvido nesse trabalho, o mercado de maior interesse é o mercado livre, posto que, neste mercado, as negociações são feitas de forma bilateral entre os agentes, em sua maioria a preço fixo ou atrelado ao PLD acrescido de

um spread. Não obstante, para um pleno entendimento do mercado livre é necessário entender algumas características do mercado regulado.

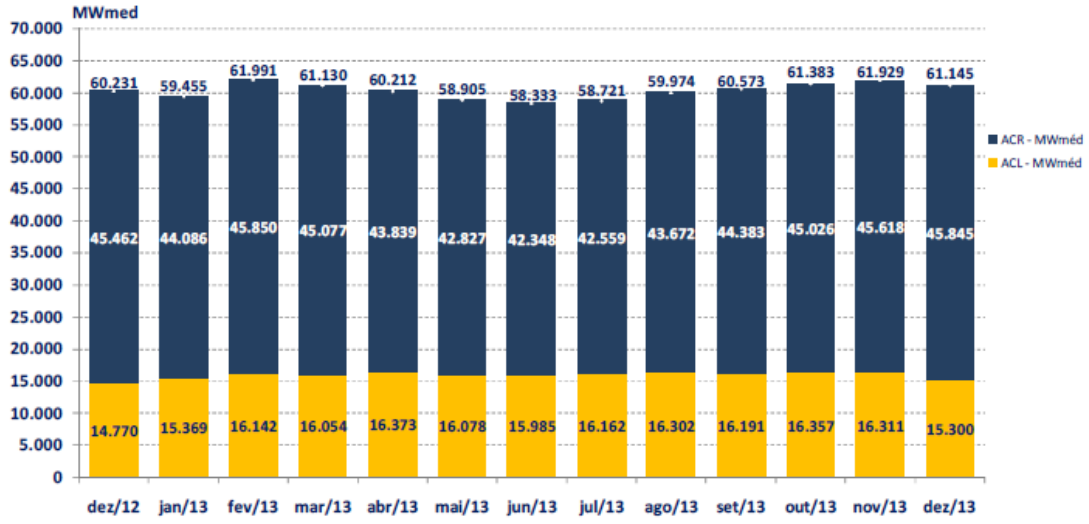
2.1.1.1 Mercado regulado

O ambiente de contratação regulado, denominado por ACR, é constituído por empresas de geração, concessionárias de distribuição, importadores e comercializadores de energia. Esse ambiente, regulado pela Aneel, tem por finalidade garantir a contratação das concessionárias de distribuição e, consequentemente, dos consumidores presentes em sua área de concessão. Abaixo estão listadas as formas como uma concessionária de distribuição pode adquirir energia para atender sua carga:

- Contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).
- Contratos de energia proveniente da Usina Hidrelétrica (UHE) de Itaipu.
- Contratos bilaterais anteriores à Lei 10.848 (BRASIL, 2004a)
- Contratos de leilões regulados promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o chamado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).
- Contratos de geração distribuída, limitada a 10% da carga da distribuidora.
- Quotas das usinas que tiveram concessão renovada em 2013 e direcionadas ao mercado cativo conforme Lei 12.783 de janeiro de 2013.

A maior parcela do volume consumido de energia no Brasil está no mercado regulado, representando, aproximadamente, 73% do Sistema Interligado Nacional (SIN) conforme Gráfico 1 a seguir, apesar de as grandes indústrias estarem no ambiente livre. A tarifa paga pelos consumidores cativos é a resultante da soma do preço dos contratos de compra de energia de sua distribuidora com o valor dos encargos e tributos estaduais e federais além do valor cobrado pelo transporte da energia (Tarifa de uso do sistema de distribuição)

Gráfico 1 – Comparação do consumo de MW entre o ACR e o ACL em 2013



Fonte: INFOMERCADO, 2014.

A forma mais utilizada para contratação de energia no mercado regulado, além do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - Proinfa, regulamentado pelo Decreto 5.025 (BRASIL, 2004b) são os leilões, que podem ser divididos da seguinte forma:

Energia nova. Chamada de A-3 e A-5, com prazo de início de fornecimento em três ou cinco anos, respectivamente, a partir do ano de realização do leilão, com contratos de 15 a 30 anos de duração. Funcionam como base para a expansão da geração e sua demanda é definida pela projeção de carga das distribuidoras. Esses leilões exercem papel fundamental no planejamento da expansão do setor elétrico.

Energia existente. Os agentes de distribuição podem comprar energia para o início de fornecimento no ano seguinte de empreendimentos de geração existentes por um período de 3 a 15 anos. Esse leilão é denominado A-1 e tem como principal função comprar energia para recomposição de contratos vincendos ou contratos nos quais há a previsão de redução no montante contratado para o ano seguinte. A distribuidora pode comprar até 0,5% acima do montante de reposição em leilões de energia existente.

Energia de reserva. No ano de 2004, foi previsto pela Lei 10.848 (BRASIL, 2004) a contratação de energia chamada “de reserva” com vistas a garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia. Os leilões de energia de reserva são promovidos direta ou indiretamente pela Aneel, seguindo diretrizes do Ministério

de Minas e Energia (MME)[2]. O montante contratado nos leilões de reserva é definido de acordo com estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)[3] e provém de empreendimentos de energia nova, energia existente – desde que acrescente garantia física ao SIN – ou de empreendimentos que não tenham entrado em operação comercial até a data de publicação do decreto.

O valor pago para remunerar o empreendedor provém de um encargo chamado de Encargo de Energia de Reserva (EER), que é pago por todos os consumidores livres, especiais e cativos. É previsto um contrato entre os consumidores e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)[4], denominado Contrato de Uso da Energia de Reserva (Coner), visando regular a relação entre os consumidores e a CCEE no tocante a este assunto.

Vale ressaltar que a principal premissa de um gerador de energia de reserva é não representar lastro para venda de energia a nenhum agente do SIN. Essa energia é liquidada e contabilizada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE, não sendo objeto de contratos bilaterais. Essa característica enquadra a energia de reserva como um instrumento para oferecer maior segurança ao sistema e, por esse motivo, é rateada entre todos os agentes de consumo. Nota-se, conforme a Tabela 1, que os volumes de geração por meio de energia de reserva aumentou, consideravelmente, durante o ano de 2013.

---

[2] As principais atribuições do MME são geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. Para mais informações, cf. <http://www.mme.gov.br/mme/menu/institucional/ministerio.html>.

[3] A Empresa de Pesquisa Energética – EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Para mais informações, cf. <http://www.epe.gov.br/acessoainformacao/Paginas/institucional.aspx>.

[4] A Câmara de Comercialização atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro. Para mais informações, cf. <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_afrLoop=1669583442567187#%40%3F_afrLoop%3D1669583442567187%26_adf.ctrl-state%3D1c80icsc2k_111>.

Tabela 1 – Geração de energia de reserva em 2013

MÊS/ANO	GERAÇÃO MENSAL (MWh)
Jan/2013	164.409,138
Fev/2013	145.111,307
Mar/2013	169.260,291
Abr/2013	366.110,479
Maio/2013	680.046,133
Jun/2013	643.971,834
Jul/2013	853.284,731
Ago/2013	923.454,388
Set/2013	824.976,683
Out/2013	827.845,584
Nov/2013	748.850,732
Dez/2013	422.141,772

Fonte: INFOMERCADO, 2014.

Nas contratações do ambiente regulado, existem dois tipos de CCEAR, quais sejam quantidade e por disponibilidade. O CCEAR por Quantidade é aquele em que os riscos hidrológicos associados à operação são assumidos pelo vendedor, que comercializa no leilão parte ou a totalidade de sua garantia física. Riscos de diferença de preço entre o submercado do vendedor e do comprador são assumidos pelo agente de distribuição. Esse tipo de contrato é utilizado amplamente para usinas hidráulicas de maior porte.

Já o CCEAR por Disponibilidade é amplamente utilizado para empreendimentos de geração térmica que venderam energia em leilões de energia nova. O lastro associado é a garantia física das usinas comprometidas com o contrato disponibilizada pelo gerador, em que os riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes de distribuição, que por sua vez repassam aos consumidores.

Dentro dos contratos por disponibilidade há uma diferenciação entre usinas com Custo Variável Unitário (CVU) e usinas que não possuem CVU, normalmente movidas a biomassa. Usinas com CVU recebem sua remuneração fixa conforme contrato, porém só recebem sua parte variável quando são despachadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)[5], visando cobrir seu custo de operação devido à necessidade de despacho.

[5] O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Para mais informações, cf. <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>.

Usinas sem CVU não possuem parcela variável de remuneração, pois já contemplam em sua remuneração fixa a receita pelo volume, que deve ser gerado para atender o CCEAR. A aferição dessa geração, diferente das outras modalidades, é feita anualmente.

2.1.1.2 Mercado livre

Com a abertura do mercado pela Lei 9.074 (BRASIL, 1995), e com o já mencionado projeto RESEB, abriu-se a possibilidade da livre negociação de energia entre alguns agentes do setor elétrico brasileiro, caracterizando o início do que hoje se denomina ACL. Esses agentes são:

- Comercializadores.
- Concessionários de geração.
- Permissionários e autorizados de serviços públicos e privados.
- Importadores e exportadores de energia elétrica.
- Consumidores livres.
- Consumidores especiais.

2.1.1.2.1 Comercializadores

Com o surgimento do mercado livre, fez-se necessário um agente com o papel de proporcionar liquidez ao mercado e atuar como facilitador entre as partes envolvidas, dando margem para a criação do agente de comercialização. Portanto, o enquadramento de uma empresa como comercializadora de energia lhe confere o direito de comercializar energia entre os demais participantes do mercado (geradores, consumidores livres e especiais, distribuidores e demais comercializadores).

Atualmente, as comercializadoras têm papel fundamental no mercado livre brasileiro, trazendo novas soluções para os agentes envolvidos, maior liquidez ao mercado, assessoria técnica, jurídica, comercial e regulatória, além de atuarem como difusores do mercado livre de eletricidade, prospectando consumidores potencialmente livres e garantindo estabilidade de preço e liquidez ao mercado brasileiro.

2.1.1.2.2 Concessionários de geração

Os geradores participantes do mercado livre estão divididos entre duas classes, as dos geradores de energia convencional e as dos geradores de energia incentivada.

O gerador convencional é caracterizado por empreendimentos de grande porte, com garantia física superior a 50 MW médios. A energia oriunda desse tipo de empreendimento é denominada energia convencional e não possui nenhum tipo de desconto ou incentivo, sendo, em sua grande parte, gerada por empreendimentos hidráulicos ou térmicos a gás, óleo ou carvão. Esse tipo de energia atende aos grandes consumidores e representa a maior parcela negociada no ACL e no ACR em termos de volume.

O gerador de energia incentivada é caracterizado por fontes alternativas de geração, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), usinas térmicas de biomassa, aterros sanitários, usinas eólicas ou solares. Para ser caracterizado como energia incentivada, esse empreendimento deve possuir garantia física inferior a 50 MW. Os parques geradores incentivados com garantia física inferior a 30 MW médios fazem jus a uma energia com desconto de, no mínimo, 50% no uso dos sistemas de distribuição, tanto para o gerador quanto para o consumidor que comprar essa energia. O enquadramento de um empreendimento de geração como incentivado lhe confere direitos de fornecer energia tanto para consumidores livres como para consumidores especiais.

2.1.1.2.3 Consumidores livres

No ACL, as negociações são feitas bilateralmente entre os agentes, com cláusulas livremente acordadas, possibilitando negociação de condições, como preço, volume, flexibilidade, sazonalidade, interrupções de fornecimento, limites financeiros (moedas, índices, entre outros), multas, ressarcimentos etc.

A opção pelo mercado livre, tanto por parte dos geradores, quanto por parte dos consumidores, é, em sua grande maioria, de cunho financeiro e, em muitos casos, mostra-se essencial para a viabilização de novos empreendimentos, bem como para uma maior competitividade da indústria nacional.

Alguns agentes fazem a opção pelo mercado livre também por outras razões estratégicas, como a possibilidade de contratação com fornecedores que geram energia “limpa” (com menor impacto ambiental) ou pela possibilidade de contratação a um preço fixo por um longo período, oferecendo, assim, uma previsibilidade de custo ou receita, respectivamente, para o consumidor ou gerador.

O conceito de consumidor livre surgiu no mercado de energia brasileiro no início do processo de abertura do mercado, em 1995, através da Lei Federal 9.074. De acordo com Silva (2008), a real ascensão do número de consumidores livres, porém, somente pode ser observada a partir de 2003, com a adesão de 49 consumidores livres ao então MAE, entidade antecessora da CCEE.

O consumidor que tem a intenção de migrar para o mercado livre deve informar a distribuidora de sua área de concessão dentro dos prazos estabelecidos pela legislação. Caso isso não seja feito, o contrato no ambiente regulado é renovado automaticamente. O consumidor que pode migrar ao mercado livre e negociar energia convencional é denominado consumidor livre e deve ter demanda contratada superior a 3 MW e deve estar conectado em um nível de tensão superior a 69 KV, caso sua conexão seja anterior a 8 de julho de 1995. Caso sua conexão seja posterior a essa data, não existe exigência quanto ao nível de tensão no qual esse consumidor está conectado à rede, mas apenas aquela proveniente de uma demanda mínima. A seguir, a Tabela 2 com requisitos para se tornar consumidor livre.

Tabela 2 – Condições para poder optar pelo Mercado de Livre Contratação

CONSUMIDORES LIVRES	POTÊNCIA	TENSÃO
Conectados antes de 8/7/1995	≥ 3 MW	≥ 69 kV
Conectados após 8/7/1995	≥ 3 MW	Qualquer tensão
Quem optar pelo fornecimento através de PCHs, fontes eólicas, biogás e solar	≥ 0,5 MW	Qualquer tensão

Fonte: VITORINO, 2011

O consumidor livre convencional, em geral, é representado por segmentos industriais eletrointensivos, grandes plantas industriais e grandes grupos comerciais. Existem outras classes de consumidores enquadrados como livre, porém representam um volume consumido menor dentro desse grupo.

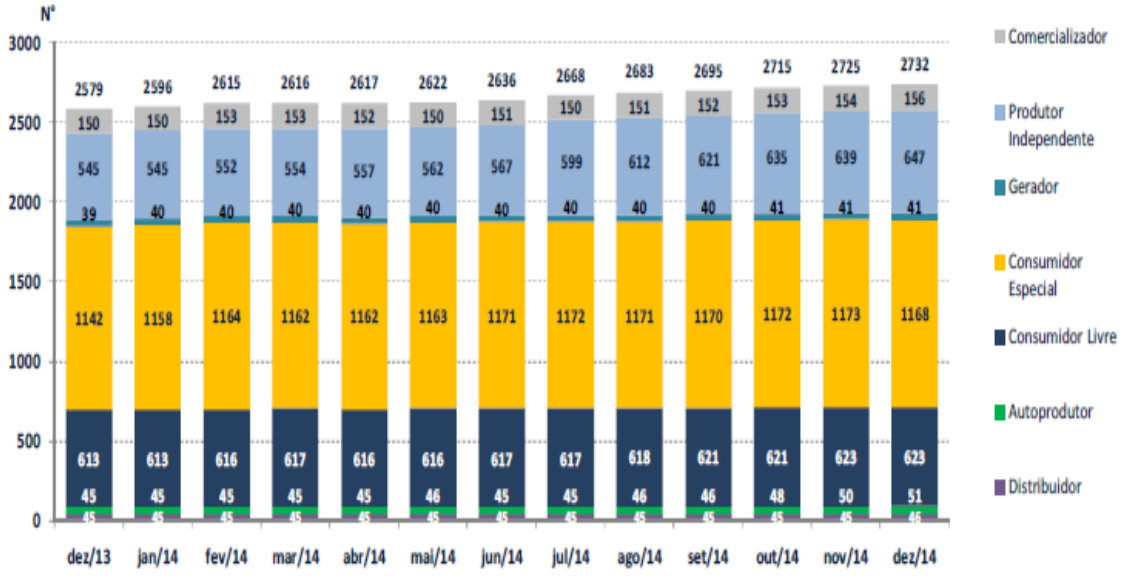
2.1.1.2.4 Consumidores especiais

Os requisitos que caracterizam um consumidor especial são os de possuir demanda contratada por unidade ou soma de unidades que possuam comunhão de fato ou de direito igual ou superior a 500 kW e ser atendido em qualquer nível de tensão.

Esse consumidor pode negociar e adquirir somente energia gerada por empreendimentos de fontes incentivadas, o que lhe confere o direito a redução de, no mínimo, 50% nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) no caso de compra de empreendimentos com Garantia Física abaixo de 30 MWmédios.

O consumidor livre especial é representado, em geral, por segmentos industriais e comerciais, como hospitais, universidades, *shopping centers*, pequenas indústrias, supermercados, setor bancário, entre outros.

Gráfico 2 – Evolução agentes CCEE



Fonte: INFOMERCADO, 2014.

2.2 MERCADOS DE ENERGIA NO EXTERIOR

Esta seção visa fazer um apanhado geral sobre as características de alguns mercados de energia no exterior, principalmente mercados com maior “maturidade”

se comparado ao mercado brasileiro, evidenciando assim, as características em comum bem como as principais diferenças.

Além disso, as reestruturações nos diversos mercados de energia mundial possuem características semelhantes, sendo que a mais evidente é a mudança de um mercado regulado e monopolizado para um mercado de livre concorrência onde o preço é livremente formado.

2.2.1 Mercados internacionais de energia

Nos mercados de energia encontrados na Europa, Estados Unidos e na Austrália, considerados mercados mais desenvolvidos que o Brasileiro, existem características únicas. A principal característica dos mercados europeus é a negociação de energia com preço formado por oferta e demanda para produtos de curto prazo, como energia para entrega no próximo dia e energia para entrega na próxima hora, por sua vez nos Estados Unidos os mercados são regionais, possuindo regras distintas em cada Estado. As negociações de energia de longo prazo são em sua maioria, feitas por meio de derivativos, que tem sua liquidação baseada no preço de curto prazo, não havendo entrega física. Existem diversas bolsas de energia que viabilizam parte das negociações, porém negócios fechados bilateralmente via mercado de balcão também são frequentes.

Nos próximos tópicos deste trabalho, apresenta-se uma breve retrospectiva sobre as principais características de alguns mercados considerados mais desenvolvidos que o Brasileiro.

2.2.1.1 Reino Unido

O Reino Unido teve seu mercado de energia elétrica liberado após sua reestruturação e privatização em 1990.

O Electric Pool Of England and Wales ou simplesmente Power Pool, foi a primeira versão do mercado atacadista Britânico. O pool era um mercado D+1 compulsório em que toda a eletricidade era comercializada por meio de leilões, em interva-

los de meia em meia hora.Em 2000, o governo britânico iniciou um programa de reforma para a indústria de energia chamado Reform the Electricity Trading Arrangements (RETA), tendo como objetivo introduzir lances de demanda em leilões e encorajar a inovação no mercado financeiro. O governo acreditava que a promoção da competição traria redução nos preços caso o mercado se autorregulasse (WOLFRAM, 1999).

O preço da energia era determinado através de ofertas de quantidade e preço para o dia seguinte por parte dos geradores ao National Grid (Operador do sistema, como é o ONS no caso brasileiro). Com isso, o preço de fechamento era equivalente ao maior lance necessário para suprir a demanda prevista, caracterizando um leilão fechado com preço de fechamento uniforme.

No ano de 2001 surgiu o New Electricity Trading Arrangements (NETA), substituindo o Electricity Pool, cuja organização centralizada e inflexível falhou na redução de preços apesar do aumento da competição (OFGEM, 2003). Companhias com posições dominantes eram suspeitas de praticar jogo de mercado (MAYO, 2012). Neste novo mercado, os leilões passaram a ter preço de fechamento discriminatório.

Um dos princípios básicos do NETA é que compradores e vendedores de energia podem participar de ambientes onde os contratos são firmados livremente ou seja de forma voluntária e não compulsória. O objetivo do programa NETA é prover mecanismos para liquidação e determinação, em tempo real, dos desequilíbrios entre posições física e contratual de compradores, vendedores, produtores e consumidores de energia elétrica (OFGEM, 2003).

Com a privatização das empresas geradoras de energia elétrica, diferenças estruturais, legais e comerciais eram comuns entre a Escócia e o Reino Unido. Isso fez com que o mercado atacadista Escocês não emergisse, sendo necessária a tomada de providencias para organizar este mercado. Neste cenário foi criado o British Electricity Trading and Transmission Arrangement (BETTA). Este mecanismo é responsável por trazer preços mais competitivos para consumidores Escoceses (OFGEM, 2003). Hoje o preço de energia é único em todo o território Britânico e, em caso de congestionamento na transmissão, o operador do sistema deve resolver o problema através da compra e venda de energia, fora dos mercados principais (MAYO, 2012).

2.2.1.2 PJM Interconnection (EUA)

Segundo Mayo (2012), a PJM-ISO, implantada em 1997, cujo serviço se estende por treze estados americanos e o Distrito de Colúmbia, é considerada a maior bolsa atual de eletricidade do mundo. A PJM opera nos mercados de energia elétrica do dia seguinte (day-ahead) e de tempo real (real-time), além de abranger mercados bilaterais, futuros e de auto suprimento.

No mercado do dia seguinte, surgido em junho de 2000, os preços da energia são calculados em base horária e locacional a partir de transações bilaterais e lances de oferta e demanda submetidos para o próximo dia de operação. Existem três formas de geração neste mercado: geração planejada, ofertas de geração e ofertas de incremento. A geração planejada pode ser submetida como sendo uma quantidade fixa de energia a ser despachada ou como uma quantidade mínima a ser despachada mais um componente adicional. Ofertas de geração são lances de oferta com quantidade e preço. Incrementos são ofertas financeiras que servem como forma de hedge contra as flutuações do mercado spot e uma oferta para suprir uma quantidade determinada a um preço igual ou superior ao valor especificado (STATE, 2002). Para os demandantes, existem três formas equivalentes neste mercado: demanda planejada, oferta de demanda e oferta de decremento.

O mercado de tempo real tem seus preços locacionais calculados em intervalos de cinco minutos, baseando-se nas condições atuais de operação (STATE, 2003). Apesar de apresentar oscilações abruptas, este mercado gera preços pouco inferiores ao custo marginal de operação da unidade de maior custo do sistema.

A PJM-ISO é responsável por gerenciar o mercado físico o qual oferece energia de curto prazo com preços horários para o dia seguinte (D+1), um mercado com preço em tempo real calculado de 5 em 5 minutos, um mercado de capacidade de reserva e um de serviços ancilares. Além do mercado físico esta plataforma de negociação oferece produtos financeiros baseado em direitos de transmissão fixos além de um mercado de energia e capacidade negociado através de corretoras da bolsa ICE (MAYO, 2012).

2.2.1.3 Califórnia ISSO - CAISO (EUA)

Implantada em 1996, a CAISO atende ao estado da Califórnia e estados vizinhos, assim como ao México e à Colúmbia Britânica, e opera o mercado físico de curto prazo em D+1 ou seja, a energia que será consumida no próximo dia além de um mercado de serviços ancilares e de um mercado financeiro de transações virtuais.

2.2.1.4 Nord Pool

A Noruega foi um dos primeiros países da Europa, junto com o Reino Unido, a abrir seu mercado de energia elétrica. No final da década de 80, contava com preços variados de energia para diferentes áreas geográficas, tendo sua produção predominantemente hidráulica (SKYTTE, 1999).

O mercado físico Nórdico oferece negociação principalmente na Noruega, Finlândia, Suécia, Dinamarca, Estônia e Alemanha sendo um mercado voluntário, composto por mercado D+1, mercado intradiário H+1 e do mercado de balanceamento em tempo real (MAYO, 2012).

Segundo Mayo (2012), produtos financeiros também são negociados e tem como base o preço da NordPool Spot, dando a possibilidade de “Hedges” com prazos de vencimentos diários, semanais, mensais, trimestrais e anuais negociados na Nasdaq OMX.

2.2.1.5 Austrália

A energia elétrica produzida na Austrália é de origem predominantemente térmica (90%). O processo de reestruturação do setor elétrico na Austrália levou à criação do National Electricity Market (NEM), formado pelos estados do sul e leste da Austrália. Estados do oeste e norte não participam do NEM devido as grandes distancias entre seus centros de carga (OUTHRED, 1998). Este mercado foi responsável pelo aumento da competição no setor, resultando em ganhos de eficiência econômica e redução dos custos para os consumidores.

Baseados nas regras do NEM, geradores formulam estratégias para dar lances de preço para sua energia, tentando garantir seu despacho. Nestes lances, geradores informam a quantidade que estão dispostos a ofertar por um determinado preço.

O preço spot é determinado pelo lance da fonte mais cara despachada. Instruções de despacho são enviadas aos geradores com intervalos de cinco minutos. Este é um leilão de oferta fechado de preço uniforme, sendo que agentes podem atualizar seus lances até o horário de encerramento do leilão, que acontece a cada trinta minutos. A Austalian Energy Market Operator (AEMO) administra o mercado e o sistema a partir de dois centros de controle localizados em dois diferentes estados do país conforme Mayo (2012).

Os instrumentos financeiros de eletricidade negociados na Bolsa de Valores Australiana são os contratos futuros para a carga base e de ponta, com prazo de até quatro anos. Esses Contratos representam a menor parte da totalidade do mercado (MAYO, 2012).

3 FORMAÇÃO DO PLD

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O modelo de precificação da energia no mercado elétrico brasileiro está intimamente ligado à forma de operação de nossa matriz energética. O ONS é o responsável pela operação e pela forma como a carga do SIN será atendida.

Considerando que o Brasil possui um sistema hidrotérmico[6], cabe ao ONS a decisão de usar mais ou menos água dos reservatórios das UHEs para atendimento da carga, buscando um ponto ótimo entre custo da operação e risco de déficit de energia.

O ONS faz uso de modelos computacionais para buscar a otimização da operação que serão mais a frente descritos de forma mais detalhada. O modelo Newave é utilizado para o médio prazo e longo prazo, enquanto o modelo Decomp é utilizado para o curto prazo. Mais à frente, esses modelos serão analisados de forma mais detalhada. Para a programação diária, o ONS utiliza-se de outro modelo chamado de DESSEM, mas este não será considerado para este estudo, pois não tem importância na formação do PLD e consequentemente de sua correlação com o spread da energia negociado no mercado.

3.2 OPERAÇÃO DO SISTEMA

O planejamento da operação tem como objetivo minimizar o custo total em todo o horizonte de estudo. O custo total constitui-se da soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados, inclusive do custo de déficit, ou seja, custo de um racionamento.

Dessa forma, a estratégia deve ser definida visando alcançar o custo mínimo por meio da decisão de despachos térmicos, hidráulicos, intercâmbios entre submercados[7], corte de carga, tendo como parâmetro um valor máximo de risco de déficit.

---

[6] O sistema Brasileiro de geração de energia é basicamente formado por fontes hidráulicas e fontes térmicas de geração.

[7] Região do país onde não são consideradas restrições de transmissão e a energia é considerada igualmente disponível em todos os pontos de consumo, consequentemente o preço é único em cada uma dessas regiões. Hoje os onde há negocia-

O custo total leva em conta o custo imediato, referente à operação no momento, bem como o custo futuro, que leva em conta o custo de se gerar energia em um período futuro considerando o cenário atual de despacho e hidrologia.

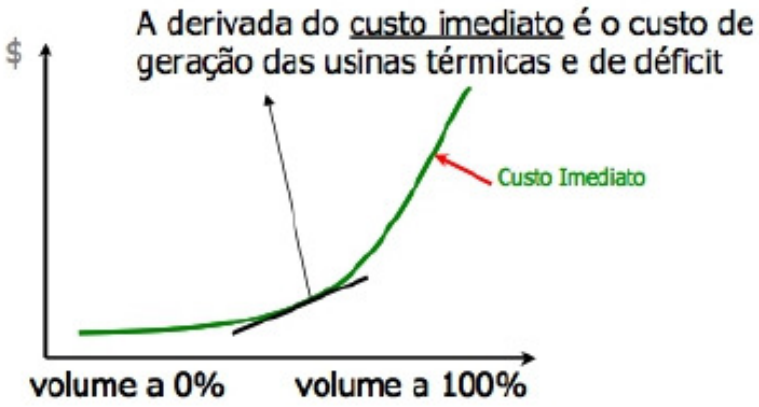
3.3 NEWAVE E DECOM

Em sistemas com predominância hidroelétrica e grau de regularização variável (de plurianual a semanal), é necessário decidir, a cada instante, qual o nível de geração termoelétrica e/ou quanto deplecionar os reservatórios. A geração hidroelétrica é uma variável estocástica, dependente das condições hidrológicas futuras (SILVA, 2001).

Conforme citado anteriormente, a decisão do despacho em determinado momento no tempo tem um custo imediato e um custo futuro associados, indicados respectivamente pela Função de Custo Imediato (FCI) e Função de Custo Futuro (FCF).

A FCI representa, em ordem crescente, os custos de geração térmica bem como o custo de déficit na ocorrência de um racionamento de energia. Ao se determinar a derivada dessa curva, para cada volume ao final do mês, identifica-se o custo da geração térmica, hidráulica ou déficit necessário para se atingir aquele volume armazenado, conforme mostra Gráfico 3.

Gráfico 3 – Função de Custo Imediato (FCI)

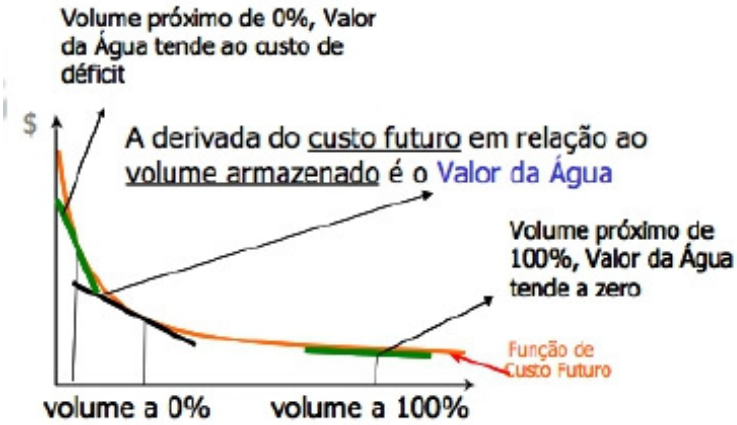


Fonte: CCEE; ONS, 2008

ção de energia são: Sul, Sudeste, Norte e Nordeste. Para mais informações, cf. <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afrLoop=98854611281711#%40%3F_afrLoop%3D98854611281711%26_adf.ctrl-state%3D19hhky56q8_4>.

A FCF está associada ao despacho futuro. A inclinação dessa curva indica a variação do custo futuro frente ao volume armazenado de água. A derivada dessa função é comumente chamada de “valor da água”, conforme Gráfico 4.

Gráfico 4 – Função de Custo Futuro (FCF)



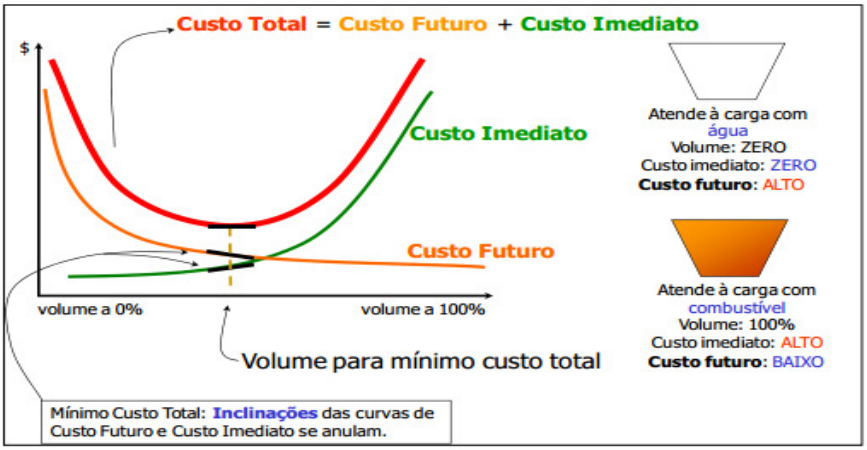
Fonte: CCEE; ONS, 2008

Segundo Tolmasquim (2011), o custo total é a soma da FCI e da FCF. A decisão ótima é obtida anulando-se a derivada do custo total como relação ao volume final, de acordo com a equação abaixo.

$$\frac{\partial(\mathrm{FCI}+\mathrm{FCF})}{\partial \mathrm{V}} = \frac{\partial \mathrm{FCI}}{\partial \mathrm{V}} + \frac{\partial \mathrm{FCF}}{\partial \mathrm{V}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial \mathrm{FCI}}{\partial \mathrm{V}} = -\frac{\partial \mathrm{FCF}}{\partial \mathrm{V}}$$

Levando a prática, segundo a CCEE e ONS (2008), o despacho energético que conduz ao menor custo total é obtido quando se equilibra a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o valor da água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada, conforme o Gráfico 5 representa.

Gráfico 5 – FCI vs. FCF vs. Custo Total



Fonte: VITORINO, 2011

A decisão ótima ocorre quando as derivadas da FCI e da FCF com relação ao volume são iguais em módulo, segundo Tolmasquim (2011). Conforme se aumenta o volume despachado, a FCI aumenta, pois o gasto com combustível é maior, já a FCF decresce, pois se diminui a expectativa de geração térmica futura com o aumento do armazenamento.

3.4 CUSTO FUTURO

Conforme o Plano Nacional de Energia (PNE 2030) (2007), o modelo elétrico brasileiro é dependente de fatores hidrológicos, dessa forma, o custo futuro da energia está intimamente ligado às afluências (vazões) que ocorrem nos rios onde as hidroelétricas estão instaladas.

As vazões, assim como o clima, possuem alto grau de incerteza e, segundo o ONS, a melhor maneira de obtenção de custo futuro é por meio do estudo estatístico das afluências. Utilizando-se de um histórico com dados a partir de 1931, o ONS levantou parâmetros como Média, Desvio Padrão, Correlação Temporal e Correlação Espacial da vazão dos diversos rios do País.

Com essa base de dados em mãos, buscou-se um modelo que melhor se adequasse ao comportamento das afluências, selecionando, então, um modelo conhecido hoje como Autorregressivo Periódico de Ordem p (PAR(p)).

Essa modelagem utiliza a média das afluências observadas em “p” meses anteriores para projeção do custo de operação e justifica-se pelo caráter periódico do regime hidrológico. Dessa forma, para cada mês, pode haver um valor diferente para “p”.

Atualmente o cálculo do custo futuro pode, então, ser determinado por um modelo estocástico que representa as afluências em uma quantidade determinada de cenários para os próximos cinco anos. Cada uma das trajetórias correspondentes a cada cenário é calculada, e a média do resultado de todos esses cenários é conhecida como Custo Futuro Médio (CFM).

O “estado do sistema” corresponde ao nível de armazenamento do reservatório de uma usina e cada etapa corresponde a um determinado intervalo de tempo (dia, semana, mês).

O ONS utiliza-se da Programação Dual Dinâmica Estocástica, que permite o estudo do sistema de forma a transformar projeções do sistema no futuro em um custo atual. Como resultado, além do CFM, para o estado de partida do estudo, esse método pode determinar um valor por meio de qualquer outro estado que pertença a alguma série das trajetórias da evolução da operação sob as diversas hipóteses de afluências. Esse método garante o custo ótimo, ou seja, o mínimo possível para as hipóteses consideradas.

3.5 MODELOS

Para se obter o custo da operação energética do SIN em R$/MWh, são usados modelos computacionais descritos a seguir. Esses modelos são usados pelo ONS para a definição da estratégia da operação física do sistema e pela CCEE para a composição do PLD.

3.5.1 Newave

O modelo utilizado pelo operador para a determinação da FCF em um horizonte considerado de médio prazo (cinco anos) é chamado de Newave e tem como base, conforme explicitado anteriormente, uma Programação Dual Dinâmica Estocástica com base nas afluências observadas em “p” meses anteriores.

Nos estudos de médio prazo, para um horizonte de até cinco anos, é necessário tratar o sistema de forma simplificada, devido ao problema da “maldição do dimensionamento”, que torna inviável o uso da Programação Dinâmica Estocástica em problemas onde é necessária a construção da estratégia para a operação de múltiplos reservatórios (CCEE; ONS, 2008).

Sendo assim, o modelo Newave utiliza-se de uma modelagem do parque gerador por meio de subsistemas equivalentes de energia, ou seja, a agregação de todos os reservatórios de uma dada região em apenas um, que é chamado de reservatório equivalente. Além disso, o modelo leva em consideração variáveis como Energia Armazenada (EAR), Curva de Aversão ao Risco (CAR) atualmente substituída pelo Conditional Value at Risk (CVAR) e Energia Natural Afluente (ENA) entre outros.

3.5.2 Decomp

O modelo Decomp é utilizado no planejamento da operação no curto prazo e possibilita a otimização energética de forma individualizada para as usinas (ONS). Alguns recursos são considerados para tal otimização no modelo conforme a seguir:

- Produtibilidade variável com altura da queda.
- Representação do tempo de viagem da água.
- Evaporação/irrigação/transposição de vazões.
- Geração em pequenas bacias.
- Contratos de importação/exportação de energia.
- Configuração dinâmica.
- Volumes de espera para amortecimento de cheias.
- Indisponibilidade das unidades geradoras.
- Restrições elétricas: limites mínimos e máximos de geração em UHE, Usina Termelétrica (UTE) e conjuntos de aproveitamentos, incluindo fluxo nas interligações.

O modelo Decomp é utilizado no Programa Mensal da Operação (PMO), que tem como objetivo principal estabelecer as metas e diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, assegurando a otimização dos recursos energéticos de geração disponíveis. Atualmente, em função dos processos de otimização do PMO e de suas revisões, o ONS fornece, semanalmente, para a CCEE a base de dados para o cálculo do PLD, processo executado pela CCEE, com a utilização do modelo Decomp (CCEE; ONS, 2008).

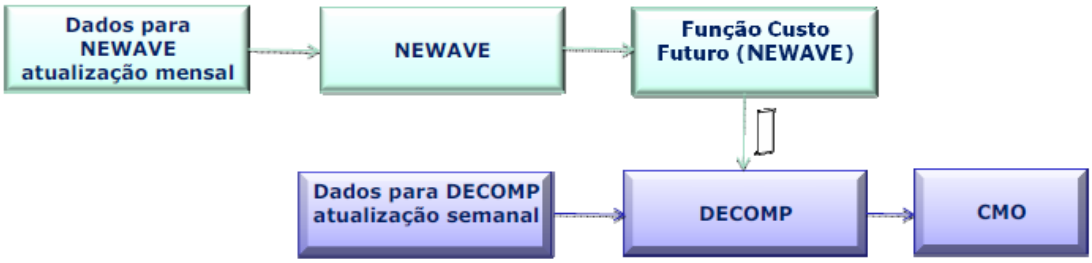
3.6 RESULTADOS

Em relação aos modelos descritos anteriormente, tanto a CCEE quanto o ONS os utilizam da mesma forma, porém com finalidades distintas.

O ONS busca a otimização da operação, visando atender à carga com o menor custo possível dentro de um nível aceitável de risco, já a CCEE busca o valor do PLD por submercado e patamar de carga que será utilizado na contabilização do mercado de curto prazo.

Visando adequar os modelos às diferentes finalidades, são realizadas alterações pela CCEE na base de dados do Newave e do Decomp, sendo elas: (i) retirada de dados de disponibilidade provenientes de unidades geradoras em fase de teste; (ii) retirada de dados de restrições operativas internas de cada submercado.

Figura 1 – Fluxograma de atividades para publicação do PLD



Fonte: MACHADO, 2007

As restrições elétricas internas ao submercado são retiradas da base do modelo com vistas a tratar a energia como igualmente disponível em todos os pontos do mesmo submercado, sendo assim, o mesmo Custo Marginal de Operação (CMO) para todo o submercado. Uma eventual diferença entre o despacho real e o despacho sem restrições é ressarcida por meio de Encargos de Serviços de Sistema, pago este pelos agentes de consumo.

Realizadas as devidas alterações na base do modelo, a CCEE calcula o novo valor, analisa os resultados e obtém o valor do PLD por submercado e patamar de carga. A princípio este seria o valor final do PLD, porém a Aneel estabeleceu valores máximos e mínimos para o PLD, dessa forma o PLD final será o valor calculado pela CCEE com a retirada das devidas restrições obedecendo ao valor de teto e piso estipulados pela Aneel.

4 FORMAÇÃO DO SPREAD DA ENERGIA CONVENCIONAL

Atualmente a grande maioria das negociações feitas no mercado de curto prazo (mês atual) é realizada com base no PLD do mês de fornecimento acrescido de um Spread. Dessa forma, o preço final para o consumidor, bem como a remuneração recebida pelo vendedor, é a soma do PLD com o Spread negociado bilateralmente entre as contrapartes. Como dito antes, o Spread quando possui valor positivo é chamado de ágio e quando negativo de deságio.

Observando o histórico de negociações, é possível notar que o valor do Spread, em alguns casos, chega a representar mais de 200% do preço da energia, tornando-se uma variável muito importante. Além do valor do Spread, observa-se que sua volatilidade é alta, com aumentos e reduções repentinas tanto no mesmo mês de fornecimento (mesmo produto) quanto para meses distintos, representando um risco na contratação dos agentes do mercado.

A explicação da existência de um Spread no mercado de curto prazo está nas regras estabelecidas pela CCEE, que obrigam todos os agentes a possuir uma média de exposição na câmara nos últimos 12 meses positiva, ou seja, ele deve ter comprado ou gerado mais energia do que consumiu ou vendeu, ficando sujeito a severas penalidades caso isso não seja cumprido. Esse mecanismo exige que o agente compre energia bilateralmente em vez de comprar da CCEE por meio do mecanismo de liquidação financeira.

Dessa forma, as usinas, por opção, podem vender sua geração na CCEE ao valor do PLD do seu submercado de geração, todavia obtêm um retorno financeiro maior ao comercializarem sua energia bilateralmente pelo valor do PLD acrescido de um ágio. Nota-se que, diferente dos modelos utilizados para a formação do CMO e, consequentemente, do PLD, a precificação do Spread está diretamente ligada à oferta de energia no curto prazo frente à demanda por essa energia.

Observa-se a ocorrência de deságio no mercado de curto prazo, devido a fatores como a insegurança dos agentes da CCEE quanto ao recebimento dos créditos na data correta da liquidação financeira, ou simplesmente o prazo de recebimento desses créditos frente ao prazo de recebimento por meio de negociação bilateral, levando alguns agentes a venderem energia com deságio em relação ao PLD para receberem os recursos antes. Até o fim do ano de 2013 a inadimplência do mercado

era dividida entre os credores do mercado de curto prazo, o que se caracterizava como outro fator para a causa de deságios, afinal ninguém tinha interesse em ficar credor na CCEE e participar de tal rateio. A partir de 2014 o mecanismo mudou e por meio de um novo livro de regras divulgado pela CCEE em seu site (REGRAS, 2013), possíveis inadimplências geradas por desligamentos de agentes, são divididas entre todos conforme o número de votos que possuem na Câmara, definido pelo montante médio comercializado de cada agente.

Os principais fatores que influenciam no equilíbrio entre oferta e demanda são a sazonalização da garantia física do sistema, a quantidade de energia alocada ao mercado cativo e ao mercado livre do total da geração, o valor do PLD e a carga do SIN. Para a energia incentivada, em que grande parte da oferta é oriunda da geração de usinas do setor sucroalcooleiro, o volume de moagem da safra da cana-de-açúcar é um fator importante para a precificação do spread, porém esse estudo se concentrará na precificação do spread da energia convencional apenas.

Nos itens a seguir desse capítulo, sãodescritos os fatores que têm influencia direta no comportamento do preço da energia no curto prazo, em específico na composição do ágio com vistas a expor mais adiante, a razão pela qual foram escolhidas determinadas variáveis para a modelagem que se propõe.

4.1 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do SIN.

Esses riscos são provenientes da diversidade dos regimes hidrológicos das bacias e do despacho centralizado, o qual visa a otimização do recurso hídrico.

Dessa forma, uma usina pode gerar mais ou menos energia dependendo do regime de chuva nas diversas regiões do País, da afluência dos rios e das ordens de despacho do operador. Outro fator que levou à criação do MRE foi à existência de usinas em cascata. Por exemplo, é possível que, em função da otimização do sistema, uma usina à montante armazene água por conveniência operativa, reduzindo o volume de água que chega até as usinas à jusante. Com o intuito de compartilhar

esses riscos, o MRE aloca energia das usinas que geraram mais para as usinas que geraram menos, de forma a garantir que todas as usinas comercializem suas respectivas garantias físicas, desde que o Sistema (aqui se entende por “Sistema” o conjunto de usinas participantes do MRE) tenha gerado, pelo menos, sua respectiva garantia física. Neste caso, a usina que está cedendo o que gerou acima de sua garantia física é remunerada ao valor da Tarifa de Energia de Otimização (TEO) pela usina que gerou menos do que sua garantia física, sendo tal tarifa definida pela ANEEL (REGRAS, 2013).

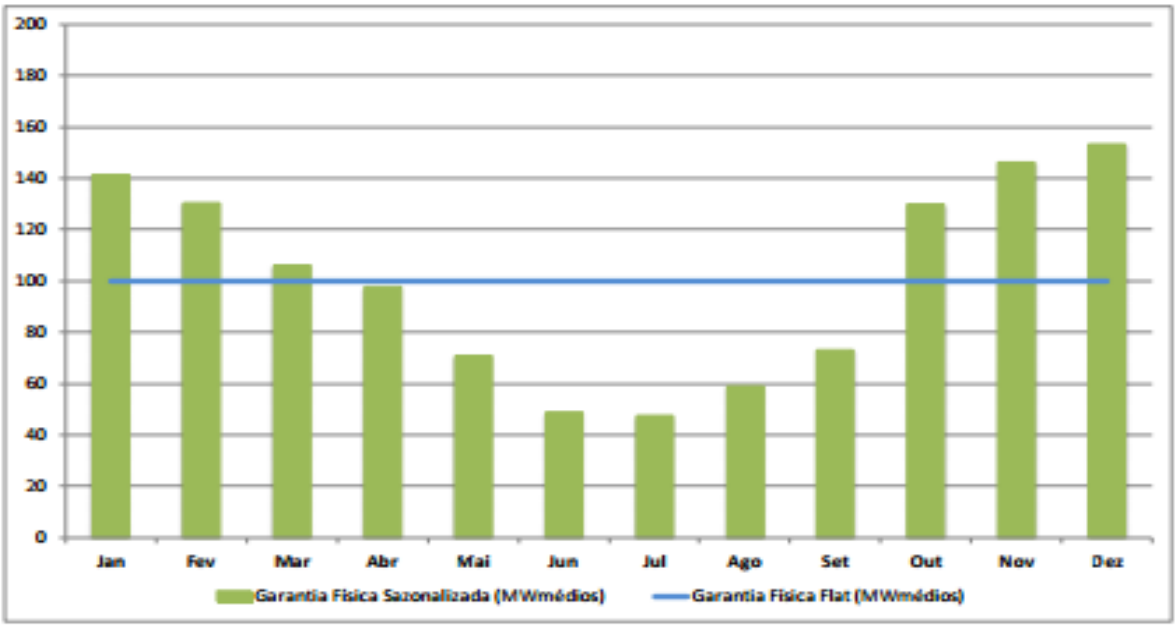
Três situações distintas podem ocorrer quando da aplicação do MRE:

a) A soma da energia gerada pelas usinas participantes é igual à garantia física total do sistema. Nesse caso, cada usina que gerou abaixo de sua garantia física recebe energia até completar sua respectiva garantia física. Essa energia é transferida pelas usinas que geraram acima das suas respectivas garantias físicas.
b) A soma da energia gerada pelas usinas participantes é superior à garantia física total do sistema. Nesse caso, o sistema produziu energia secundária. Assim, cada usina que gerou abaixo de sua garantia física recebe energia até completar sua respectiva garantia física. Em seguida, todas as usinas recebem uma parcela referente à energia secundária, proporcionalmente à sua respectiva garantia física. A energia secundária, portanto, é o excedente de energia referente à geração acima da garantia física total do sistema.
c) A soma da energia gerada pelas usinas participantes é inferior à garantia física total do sistema. Nesse caso, a garantia física de cada usina é reduzida na razão energia gerada pelo sistema sobre garantia física total do sistema, de modo que a garantia física ajustada total do sistema se torne igual à energia gerada total do sistema. Essa razão é conhecida por Fator de Ajuste de Garantia Física. Em seguida, cada usina que gerou abaixo da sua garantia física ajustada recebe energia até completar sua respectiva garantia física ajustada.

Os geradores têm a liberdade de distribuir a garantia física de suas usinas ao longo dos meses, durante o ano civil, tal como lhe convier, tendo como limite máxi-

mo a potência de sua usina e desde que, ao final do ano, o valor estabelecido para a garantia física não seja ultrapassado. Essa distribuição da energia é conhecida como sazonalização da garantia física e deverá ser indicada à CCEE anteriormente ao próximo ano civil. Caso o agente não sazonalize sua garantia física para o próximo ano, esta será considerada pela CCEE constante, em MW médios, no decorrer dos meses do ano e terá sazonalização flat ou uniforme. A sazonalização da garantia física de uma hipotética UHE de 100 MWmédios de garantia física é apresentada pelo Gráfico 6.

Gráfico 6 – Sazonalização da garantia física em UHE de 100 MW médios



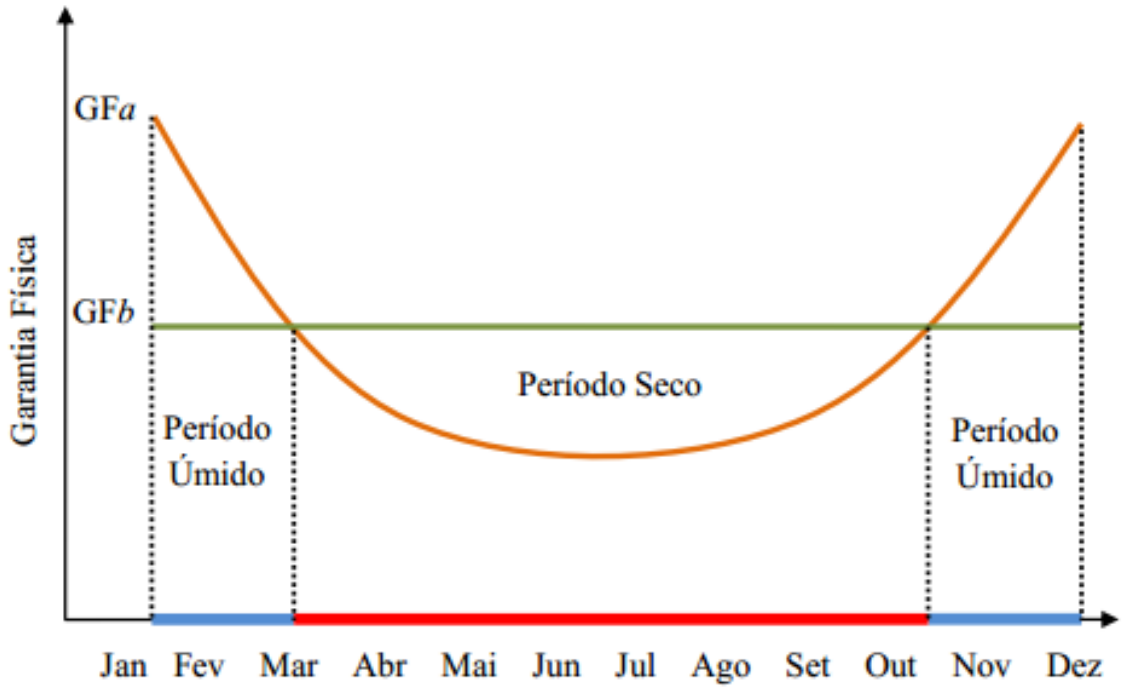
Fonte: Elaboração própria

A sazonalização da garantia física é uma ferramenta que permite tanto a mitigação de riscos de exposição negativa dos agentes no mercado de curto prazo quanto a ampliação de suas receitas na liquidação de energia da CCEE.

Para exemplificar, considere as duas usinas Ua e Ub participantes do MRE e com modelagens idênticas na CCEE, que venderam contratos na totalidade de suas respectivas Garantias Físicas.

Uma sazonalizou sua Garantia Física conforme seu perfil de geração anual, que geralmente está bem próximo do perfil de geração do Sistema. Por outro lado, Ub não sazonalizou, mantendo sua Garantia Física Flat (Uniforme) durante todo o ano. Na Gráfico 7, são apresentados esses perfis de sazonalização de garantia física.

Gráfico 7 – Simulação de sazonalização entre usina Ua e Ub



Fonte: Elaboração própria

Nos períodos úmidos do ano, a Garantia Física de Ua é superior à de Ub. Assim sendo, caso as duas usinas obtenham o mesmo valor de energia gerada, que por sua vez seja inferior às suas Garantias Físicas, Ub está em vantagem sobre Ua, no âmbito do MRE, uma vez que deverá adquirir menos energia valorada à TEO, até a obtenção de sua Garantia Física. Caso as duas usinas obtenham o mesmo valor de energia gerada superior às suas Garantias Físicas, Ub ainda estaria em vantagem em relação à Ua, no âmbito do MRE, pois cederia mais energia valorada à TEO às demais usinas.

Por outro lado, a probabilidade de a Energia Gerada Total do Sistema ser superior à Garantia Física Total do Sistema é maior nos períodos úmidos do ano. Desta forma, também é grande a probabilidade de existir Energia Secundária no Sistema. Neste caso, uma vez que a Energia Secundária é compartilhada entre as usinas participantes do MRE proporcionalmente às suas Garantias Físicas, Ua receberia uma parcela maior de Energia Secundária do que receberia Ub. Assim, Ua liquidaria mais energia no Mercado Spot do que Ub, uma vez que a Energia Secundária será liquidada ao PLD.

Em situações em que o Fator de Ajuste de Garantia Física é menor do que 1 (uma unidade) durante os períodos úmidos do ano, Ub estaria em vantagem sobre Ua, pois Ub ficaria menos exposto ao PLD. Portanto, a definição de qual usina teria

melhor resultado financeiro no âmbito da CCEE depende dos valores do PLD e da quantidade de Energia Secundária do Sistema.

Nos períodos secos, o resultado no MRE pode se inverter, pois a Garantia Física de Ub será maior que a de Ua. Adicionalmente, durante os períodos secos a probabilidade de a Energia Gerada Total do Sistema ser inferior à Garantia Física Total do Sistema é maior do que nos períodos úmidos. Desta forma, há maior probabilidade de o Fator de Ajuste de Garantia Física ser menor do que 1 (uma unidade). Assim, Ub estaria em desvantagem em relação à Ua, uma vez que o Fator de Ajuste de Garantia Física aplicado sobre sua Garantia Física faz com que sua exposição ao PLD seja maior.

Em situações em que há grande quantidade de Energia Secundária no Sistema durante os períodos secos do ano, Ub estaria em vantagem sobre Ua, pois Ub receberia mais Energia Secundária e, portanto, venderia mais energia ao PLD.

Portanto, os resultados de Liquidação de Energia intrínsecos à Sazonalização da Garantia Física das usinas depende fortemente do comportamento do PLD e da Energia Gerada.

Desta forma a soma da sazonalização de todas as usinas participantes do MRE é contabilizada pela CCEE que divulga esta informação no conteúdo exclusivo de seu site. O somatório da sazonalização da garantia física, representa o lastro mensal de energia disponível tanto para o mercado livre quanto para o mercado cativo.

4.2 ENERGIA ALOCADA AO MERCADO CATIVO

Os vencedores dos leilões de energia nova ou existente devem formalizar contrato bilateral denominado CCEAR, celebrados entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

Os CCEARs podem ter de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento de energia, quando se tratar de novos empreendimentos, ou de 3 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão de compra, quando se tratar de energia existente.

Ainda, o CCEAR poderá ser celebrado na modalidade quantidade de energia elétrica ou disponibilidade de energia elétrica. Na primeira modalidade, o ponto de entrega da energia se dá no centro de gravidade do empreendimento de geração e os riscos hidrológicos são assumidos pelas geradoras.

Na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

Por fim, os CCEARs preveem a possibilidade de redução dos montantes contratados, em razão da saída de consumidores livres e de outras variações de mercado.

Sendo assim o somatório do volume de CCEARs representa quase que a totalidade da energia consumida pelo mercado cativo.

5 VARIÁVEIS ESTUDADAS

Levando em consideração a importância da precificação do Spread para grande parte dos agentes do mercado de energia, informações mais detalhadas sobre seu comportamento com indicações de mecanismos de formação e valores representativos é algo de grande valia.

Este trabalho tem também como objetivo, auxiliar os agentes com mais informações para a tomada de decisão na contratação de energia de curto prazo.

Adotando como premissa que o valor do spread da energia convencional é fruto de um equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia no mercado de curto prazo, buscou-se desenvolver uma base de dados do histórico das variáveis que tem influenciando o equilíbrio de mercado que caracteriza o valor da variável resultante o Spread.

5.1 BASE DE DADOS

Com base em um histórico longo de negócios formalizados e informações retiradas da CCEE e ONS, montou-se um banco de dados para estudo das variáveis que influenciam no ágio da energia convencional.

5.1.1 Spread

O inicio do estudo de modelagem, foi feito um levantamento de cotações (Negócios efetivados) de energia convencional no mercado de curto prazo (Spot mês corrente) de grandes comercializadoras, geradores e consumidores, criando assim um banco de dados para sustentar a pesquisa de comportamento do spread no mercado de curto prazo.

Para composição deste banco de dados foram levantadas cotações de preço de energia convencional desde janeiro de 2011 até Julho de 2013. Após o desenvolvimento do trabalho, notou-se forte alteração nos preços do mercado de energia visto que em alguns momentos, o valor do PLD atingiu o seu nível máximo estipulado

pela ANEEL, comumente chamado de “Teto”. Com essa situação atípica, notou-se grandes alterações também no ágio/deságio da energia convencional, que chegou a níveis de – R$33 /MWh (Deságio de R$ 33/MWh). Visto tal situação, resolveu-se estender a análise até Julho de 2014, visando avaliar o comportamento do modelo frente a tal situação.

O banco de dados conta com mais de 800 cotações obtidas pelo autor durante sua experiência profissional, que foram efetivadas em negócios neste período, fornecendo assim uma amostragem confiável para qualquer tipo de análise.

Com estas informações foi possível chegar ao valor médio da energia negociada no mercado SPOT do referido mês com grande acuracidade. Levantando o valor do PLD médio divulgado no site da CCEE do mês em questão foi possível encontrar o valor do spread médio mensal negociado no mercado de curto prazo.

Spread = Preço Negociado - PLD

No Anexo A apresenta-se uma tabela com o histórico dos negócios efetivados mensalmente a partir de janeiro de 2011, no Anexo B o valor do preço médio da energia convencional, o valor do PLD médio e o valor médio do spread nos meses analisados.

No ano de 2013, surgiram bolsas de negociação de energia ainda com pequena quantidade de negócios e uma liquidez reduzida. Essas bolsas têm divulgado índices mensais com os valores negociados do spread da energia convencional e caso elas se firmem como plataformas seguras e confiáveis, poderemos utilizar seus índices para análises futuras.

5.1.2 Energia disponível no mercado livre

A maior parte da energia negociada no mercado livre e cativo é oriunda de usinas com garantia física determinada pela ANEEL, ou seja, cada usina possui um valor de garantia física e assim o direito de vender aquele montante de energia. Desta forma o preço da energia é impactado pela garantia física disponível e não pela geração de fato ocorrida no período de estudo

Com o intuito de criar um estudo baseado em oferta e demanda é primordial estudar a quantidade de energia ou garantia física disponível no mercado livre, pois este dado caracteriza a oferta disponível impactando diretamente no preço da energia.

A CCEE disponibiliza em seu site, na área de conteúdo exclusivo aos agentes, a Sazonalização da garantia física do sistema para o ano corrente. Esta informação consiste no total da energia disponível em cada mês do ano corrente, ou seja, a oferta disponível de garantia física nos dois mercados (Livre e cativo).

No Anexo C constam as tabelas obtidas no site da CCEE com a Garantia Física Sazonalizada do período estudado para desenvolvimento do modelo em MWmédios. Este dado é fornecido pela CCEE em GWh, sendo que foi tratado e transformado para MWmédios.

Para obter a quantidade de energia disponível no mercado livre é necessário subtrair, do total da Garantia Física Sazonalizada, a energia vendida ao mercado cativo, ou seja, o total de CCEARs. No conteúdo exclusivo do site da CCEE, é possível encontrar a quantidade de energia direcionada ao mercado cativo em cada mês, estando esta dividida pelo submercado do comprador e submercado do vendedor. Todos os agentes do mercado de energia cadastrados na CCEE possuem uma senha para acesso a este conteúdo.

Os dados dos valores dos CCEARs desde janeiro de 2011 até julho de 2014 também foram apurados (Anexo D). Os dados retirados da CCEE foram tratados, somando o total de energia destinada ao mercado cativo em cada mês e transformado este valor para a unidade MWmédio.

Com o total de energia disponível (Garantia Física Sazonalizada) em cada mês do estudo e o total de energia direcionada ao mercado cativo foi possível obter o total de energia disponível no mercado livre, ou seja, a oferta mensal denominada “Sobra Sazo”.

Sobra Sazo = Garantia Física Sazonalizada – CCEARs

Realizou-se também o cálculo da Sobra Sazo mensal do sistema (Anexo E).

5.1.3 Carga

A carga do Sistema Nacional Interligado representa hoje a demanda de energia do país. Esta informação é divulgada diariamente pelo ONS no Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO).

Utilizando o histórico de carga divulgado pelo operador desde janeiro de 2011, foi criado um banco de dados com a carga mensal do sistema (Anexo F).

O foco de interesse e estudo deste trabalho é o mercado livre, desta forma foi necessário encontrar a distribuição da carga entre mercado cativo e mercado livre.

Conforme gráfico apresentado anteriormente, que é publicado mensalmente pela CCEE, é possível encontrar a distribuição do consumo entre o ACL e o ACR.

Com esta informação foi possível estimar a quantidade de energia consumida em todo o histórico estudado pelos consumidores do mercado livre (Anexo G).

5.1.4 Correlação

A partir do levantamento de dados, foi possível buscar correlações entre as variáveis responsáveis pela variação do spread no mercado de curto prazo.

O fator que representa a oferta de energia no mercado é a “sobra Sazo” conforme descrito. Por meio de uma análise de correlação simples, entre “Sobra Sazo” e valor do spread da energia convencional, notou-se que os parâmetros tem relação inversamente proporcional, ou seja, quanto maior a Sobra Sazo menor o valor do spread conforme Gráfico 8 a seguir.

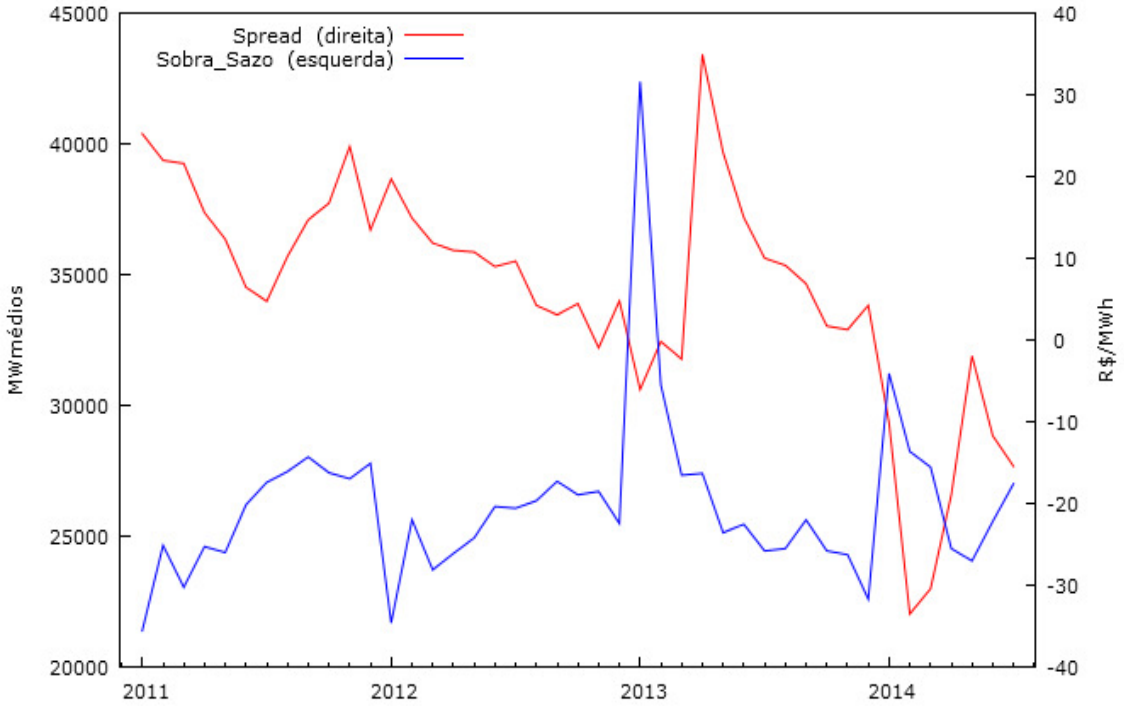
Destaca-se que nesse momento, não foi incluída nenhuma variável Dummy, ou seja, os pontos que representam situações atípicas com comportamento diferente dos demais, comumente chamados de “Outliers”, não foram desconsiderados ou tratados e serão abordados mais a frente.

Segundo Figueira (1998), “Outliers” são as observações que apresentam um grande afastamento das restantes ou são inconsistentes, sendo na estatística, uma observação que apresenta um grande afastamento das demais da série.

A existência de “Outliers” implica, tipicamente, em prejuízos a interpretação dos resultados dos testes estatísticos aplicados às amostras.

No Gráfico 8, a seguir, o descrição do comportamento do spread e da Sobra Sazo no período estudado.

Gráfico 8 – Evolução do Spread da energia convencional vs. Sobra Sazo



Fonte: Elaboração própria

Levando em consideração que a carga pode ter grandes variações dentro de um mesmo ano, bem como de um ano para o outro, é necessário incluir esta premissa no modelo. Assim subtraindo a “Sobra Sazo” mensal da carga realizada é possível chegar a um valor de energia que está “sobrando” no mercado livre.

Sobra Mensal = Sobra Sazo – Carga

Foi feita a mesma análise de correlação entre o valor do spread da energia convencional e a quantidade de energia sobrando no mercado livre bem como outras análises que serão descritas de forma mais detalhada a seguir.

6 MODELAGEM

6.1 INTRODUÇÃO À MODELAGEM

No mercado financeiro é muito comum a identificação de variáveis que tenham correlação entre si, desta forma é possível criar padrões para buscar uma maior previsibilidade a certos fenômenos. Grande parte das modelagens onde o principal fator é a correlação entre alguns parâmetros estão baseada no Método dos Mínimos Quadrados ou Mínimos Quadrados Ordinários (MQO).

Este tipo de modelagem é uma técnica matemática, muito usada em econometria, e visa encontrar o melhor ajuste para um conjunto de dados, minimizando a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados (Resíduos).

Existem dois principais requisitos para que este tipo de modelagem tenha bons resultados e são eles:

- O fator imprevisível (Erro) tenha distribuição normal e independente.
- O modelo é linear nos parâmetros, desta forma as variáveis apresentam relação linear entre si. Caso contrário, deveria ser usado um modelo de regressão não linear.

6.2 REGRESSÃO SIMPLES

Objetiva-se estimar valores de determinada variável y. Para isso, consideramos os valores de outra variável x que se acredita ter poder de explicação sobre y, conforme a fórmula:

$$y = \alpha + \beta x + \varepsilon,$$

onde:

α: Parâmetro do modelo chamado de constante (porque não depende de x).

β: Parâmetro do modelo chamado de coeficiente da variável x.

ε: Erro - representa a variação de y que não é explicada pelo modelo.

Também temos uma base de dados com n valores observados de y e de x. Perceba-se que, usando a base de dados, y e x são vetores, ou seja, representam uma lista de valores, um para cada observação da base de dados. O método dos mínimos quadrados ajuda a encontrar as estimativas de α e β. Como o nome diz, serão somente estimativas desses parâmetros, porque o valor real dos parâmetros são desconhecidos. Portanto, ao fazer a estimativa, mudamos a notação de algumas variáveis:

$$\alpha \rightarrow a$$

$$\beta \rightarrow b$$

$$\varepsilon \rightarrow e$$

Desse modo, ao estimar o modelo usando a base de dados, estamos estimando, na verdade:

$$y_i = a + bx_i + e_i$$

onde i indica cada uma das n observações da base de dados e e passa a ser chamado de resíduo, ao invés de erro.

O método dos mínimos quadrados minimiza a soma dos quadrado dos resíduos, ou seja, minimiza

$$\sum_{i=1}^{n} e_i^2 .$$

A ideia por trás dessa técnica é que, minimizando a soma do quadrado dos resíduos, encontraremos a e b que trarão a menor diferença entre a previsão de y e o y realmente observado.

Substituindo e_i por $y_i - a - bx_i$, temos:

$$S(a,b) = \sum_{i=1}^{n} (y_i - a - bx_i)^2$$

A minimização se dá ao derivar $S(a,b)$ em relação a a e b e igualar a zero:

$$\frac{\partial S}{\partial a} = -2 \sum_{i=1}^{n} (y_i - a - bx_i) = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial b} = -2 \sum_{i=1}^{n} x_i (y_i - a - bx_i) = 0$$

Distribuindo e dividindo a primeira expressão por $2n$ temos:

$$\frac{-2\sum_{i=1}^{n} y_i}{2n} + \frac{2\sum_{i=1}^{n} a}{2n} + \frac{2\sum_{i=1}^{n} bx_i}{2n} = \frac{0}{2n}$$

$$\frac{-\sum_{i=1}^{n} y_i}{n} + \frac{\sum_{i=1}^{n} a}{n} + \frac{b\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} = 0$$

$$-\bar{y} + a + b\bar{x} = 0$$

$$a = \bar{y} - b\bar{x}$$

onde $\bar{y}$ é a média amostral de y e $\bar{x}$ é a média amostral de x.

Substituindo esse resultado na segunda expressão temos:

$$-2\sum_{i=1}^{n} x_i\left(y_i - \bar{y} + b\bar{x} - bx_i\right) = 0$$

$$\sum_{i=1}^{n}\left[x_i\left(y_i - \bar{y}\right) + x_i b\left(\bar{x} - x_i\right)\right] = 0$$

$$\sum_{i=1}^{n} x_i\left(y_i - \bar{y}\right) + b\sum_{i=1}^{n} x_i\left(\bar{x} - x_i\right) = 0$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i\left(y_i - \bar{y}\right)}{\sum_{i=1}^{n} x_i\left(x_i - \bar{x}\right)}$$

6.3 EXEMPLIFICAÇÃO REGRESSÃO SIMPLES

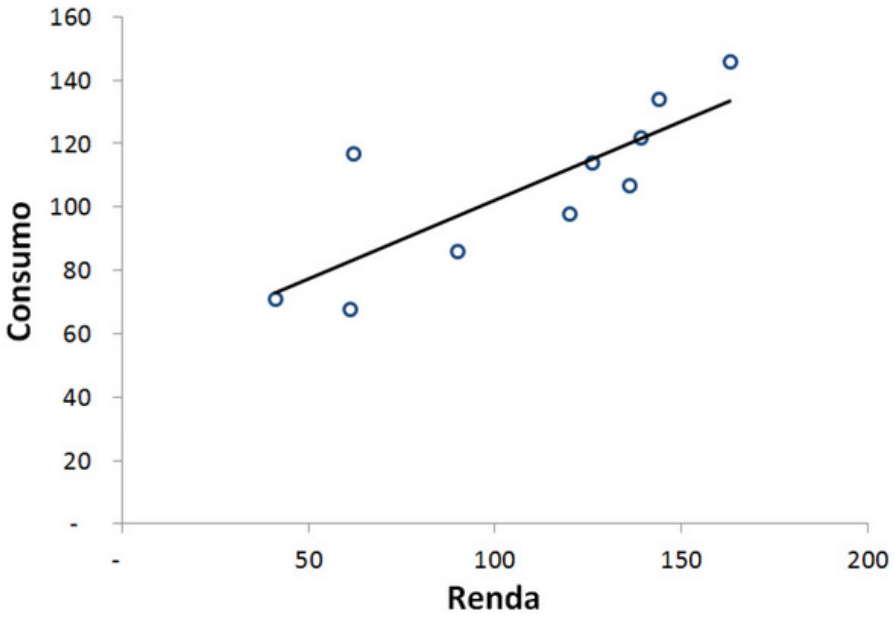
Considere a seguinte base de dados:

Tabela 3 – Banco de dados para regressão simples

i	y Consumo	X Renda
1	122	139
2	114	126
3	86	90
4	134	144
5	146	163
6	107	136
7	68	61
8	117	62
9	71	41
10	98	120

Fonte: Elaboração própria

Gráfico 9 – Demonstração de regressão simples



Fonte: Elaboração própria

Aplicando as fórmulas acima, chega-se em:

$$b = \frac{7.764,40}{15.671,60} = 0,4954$$

$$a = 106,30 - 0,4954 \times 108,20 = 52,69$$

portanto,

$$Consumo = 52,69 + 0,4954 \times Renda + e$$

Para modelagens onde o número de variáveis é maior usa-se a Regressão Múltipla que possui o mesmo funcionamento da regressão simples, porém, leva-se em consideração diversas variáveis explicativas X influenciando Y ao mesmo tempo.

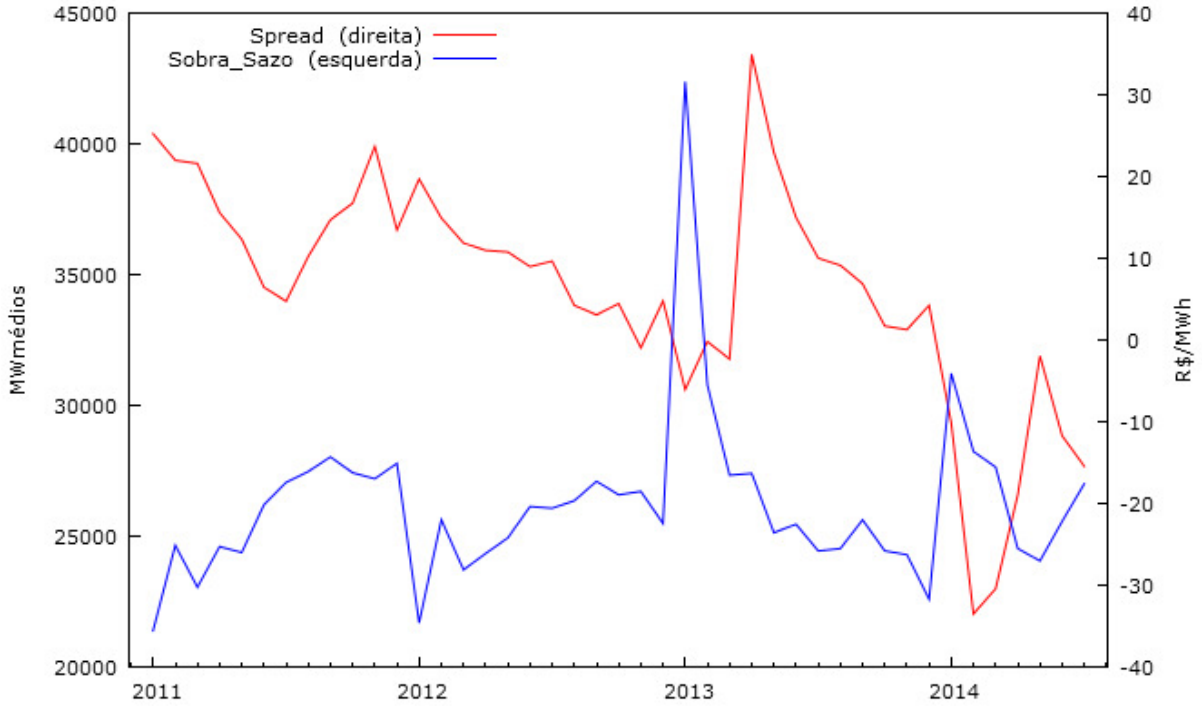
7 RESULTADOS

Após o levantamento das principais variáveis que poderiam estar correlacionadas ao valor do ágio da energia convencional, faz sentido buscar não só por meio de modelagem linear simples, mas como modelagem linear múltipla, equações que descrevam o comportamento de tal parcela do preço da energia de forma a investigar alternativas mais aderentes aos movimentos do mercado de energia no curto prazo.

7.1 CORRELAÇÃO ENTRE AS VARIÁVEIS

Posto que o ágio é a variável que se busca ter como resposta da modelagem, foi feita uma análise comparativa da correlação existente entre a variável dependente e as variáveis independentes.

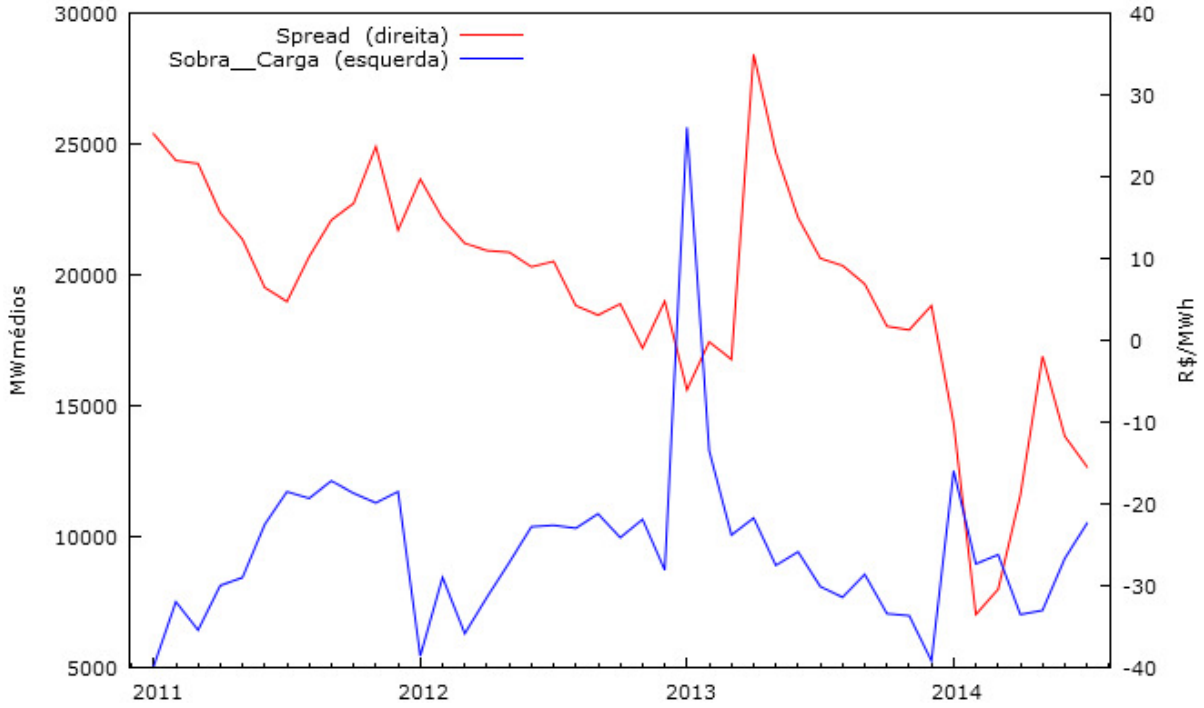
Gráfico 10 – Sobra Sazo x Spread



corr(Spread, Sobra_Sazo) = -0,32172810

Fonte: Elaboração própria

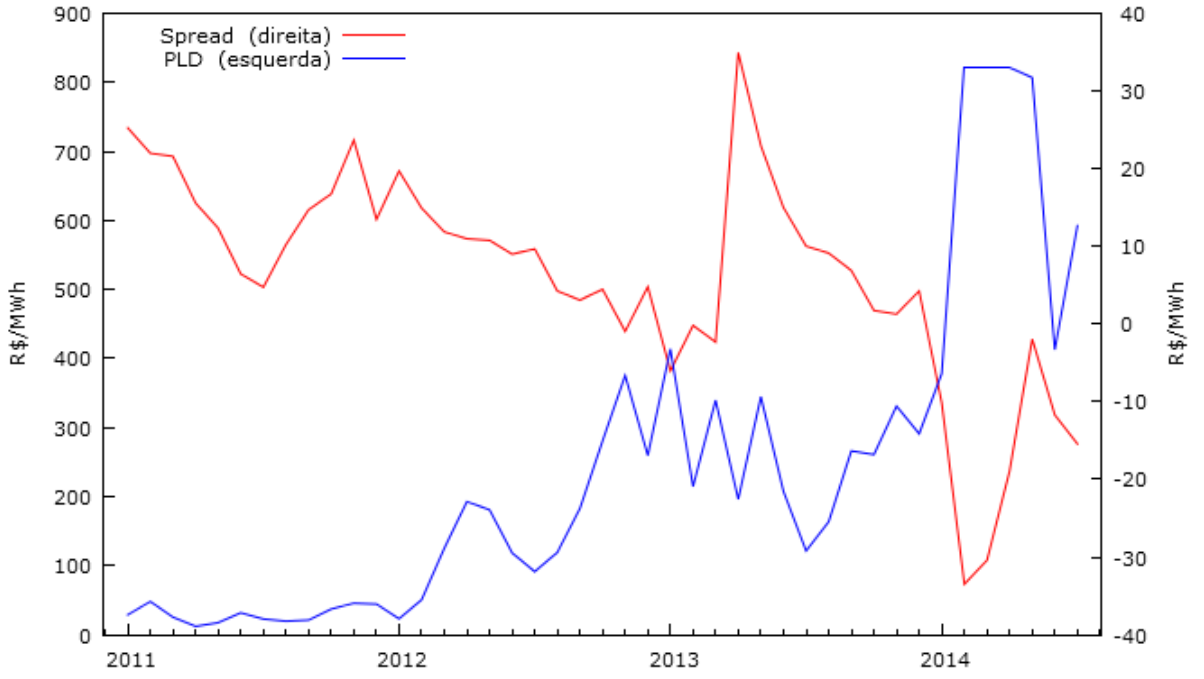
Gráfico 11 – Sobra Sazo descontando Carga x Spread



corr(Spread, Sobra_Sazo__Carga) = -0,17176525

Fonte: Elaboração própria

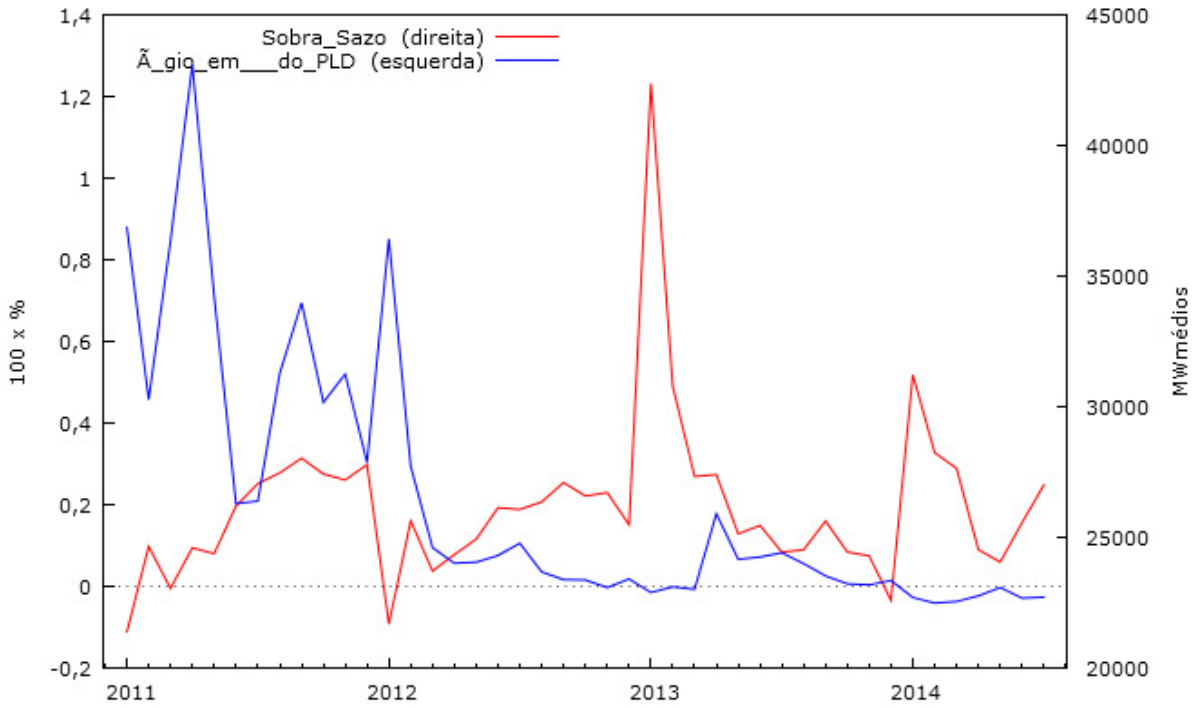
Gráfico 12 – PLD x Spread



corr(Spread, PLD) = -0,81031491

Fonte: Elaboração própria

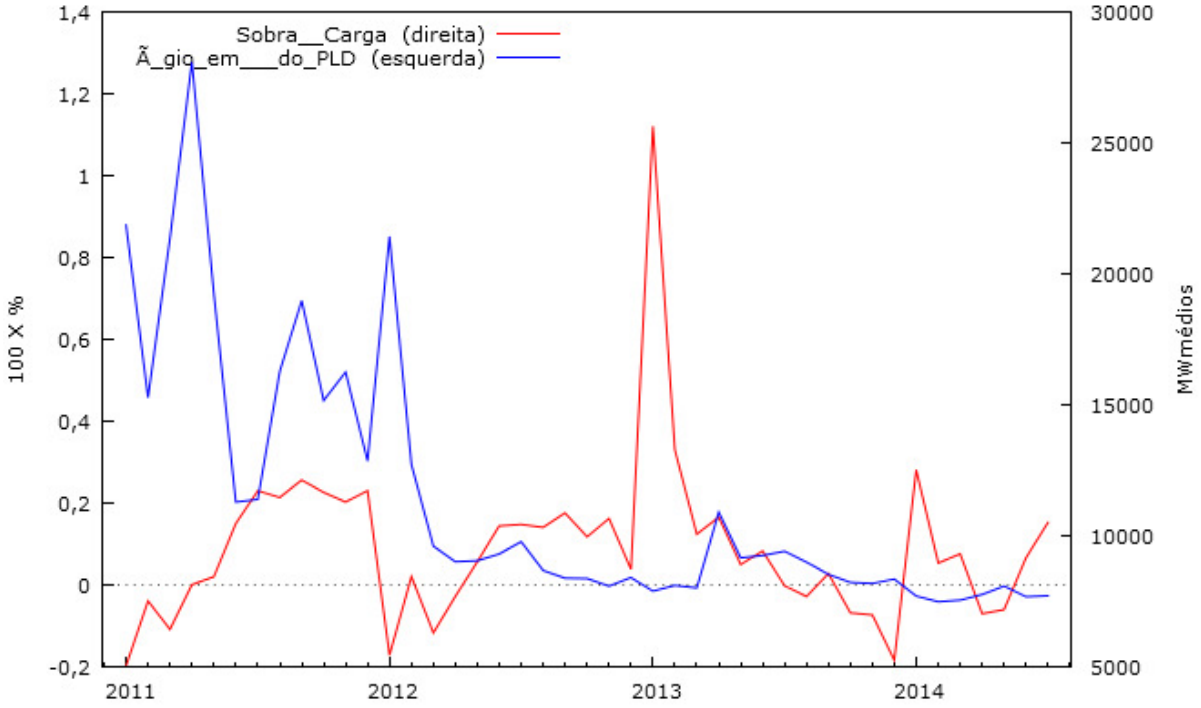
Gráfico 13 – Sobra Sazo x Spread em % do PLD



corr(Spread em % PLD, Sobra_Sazo) = -0,20073479

Fonte: Elaboração própria

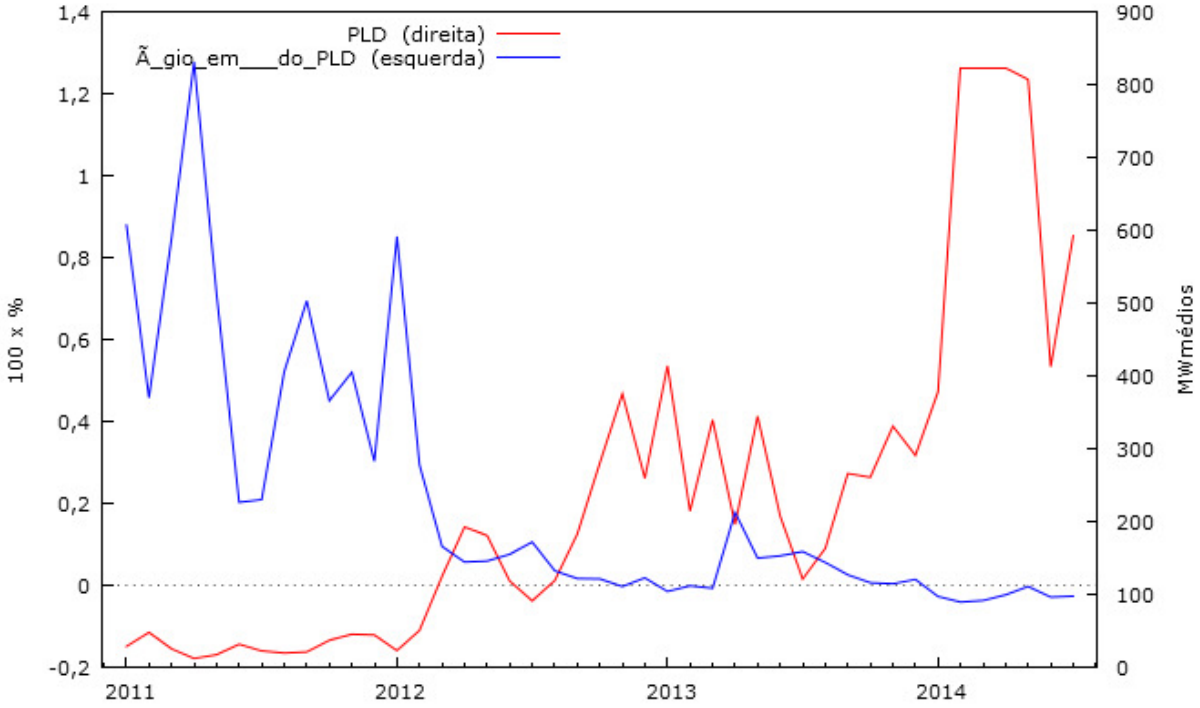
Gráfico 14 – Sobra Sazo descontando Carga x Spread em % do PLD



corr(Spread em % PLD, Sobra_Carga) = -0,28755842

Fonte: Elaboração própria

Gráfico 15 – PLD x Spread em % do PLD



corr(Spread em % PLD, PLD) = -0,59319185

Fonte: Elaboração própria

Nota-se que as três variáveis independentes (Sobra Sazo, Sobra Sazo Carga e PLD) possuem correlação inversamente proporcional com a variável dependente, o Spread. Sendo assim é possível fazer avaliação de tendência do valor do spread com base em projeções das variáveis independentes combinadas.

Além de avaliar a correlação das variáveis independentes (Sobra Sazo, Sobra Sazo Carga e PLD) em relação ao valor do spread em Reais por MWh (R$/MWh), foi feita a mesma análise utilizando o spread em porcentagem do valor do PLD, visto a importância de se avaliar a representatividade do ágio no preço final na energia, já que no histórico é possível verificar casos onde um Spread de R$ 15 /MWh representou mais de 50% do preço da energia e casos onde este mesmo valor de spread, representou apenas 2,5% do preço final da energia.

Para cálculo de coeficiente de correlação entre duas variáveis, utilizou-se a fórmula do coeficiente de correlação de Pearson, que mede o grau de correlação entre duas variáveis de escala métrica possuindo valor entre -1 e 1 (-100% à + 100% de correlação). Resultados maiores que 0,7 e menores que -0,7 indicam forte correlação entre as variáveis e resultados entre 0,3 e 0,7 ou -0,3 e -0,7 indicam uma correlação moderada. A seguir a equação utilizada.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}} = \frac{\mathrm{cov}(X,Y)}{\sqrt{\mathrm{var}(X) \cdot \mathrm{var}(Y)}}$$

Onde “x” representa o valor de uma das variáveis em determinado momento “i” e “$\bar{x}$” a média de todas essas variáveis no horizonte de análise o mesmo sendo aplicado para “y” e “$\bar{y}$”

A seguir um resumo das correlações entre as variáveis em cada ano do estudo, considerando o ágio em R$/MWh e o ágio em porcentagem do valor do PLD.

Tabela 4 – Correlações no ano de 2011

2011	**1**	-59%	Sobra Sazo Carca x Ágio
		-52%	Sobra Sazo x Ágio
		40%	PLD x Ágio
	2	-60%	Sobra Sazo Carga x Ágio %
		-58%	Sobra Sazo x Ágio %
		-54%	PLD x Ágio %

1 Ágio em R$/MWh
2 Ágio em porcentagem do PLD

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5 – Correlações no ano de 2012

2012	**1**	-78%	Sobra Sazo Carca x Ágio
		-82%	Sobra Sazo x Ágio
		-82%	PLD x Ágio
	2	-69%	Sobra Sazo Carga x Ágio %
		-78%	Sobra Sazo x Ágio %
		-63%	PLD x Ágio %

1 Ágio em R$/MWh.
2 Ágio em porcentagem do PLD

Fonte: Elaboração própria

Tabela 6 – Correlações no ano de 2013

2013	**1**	-29%	Sobra Sazo Carca x Ágio
		-35%	Sobra Sazo x Ágio
		-41%	PLD x Ágio
	2	-22%	Sobra Sazo Carga x Ágio %
		-28%	Sobra Sazo x Ágio %
		-57%	PLD x Ágio %

1 Ágio em R$/MWh.
2 Ágio em porcentagem do PLD

Fonte: Elaboração própria

Tabela 7 – Correlações no ano de 2014

2014	**1**	1%	Sobra Sazo Carca x Ágio
		-29%	Sobra Sazo x Ágio
		-46%	PLD x Ágio
	2	-39%	Sobra Sazo Carga x Ágio %
		-56%	Sobra Sazo x Ágio %
		4%	PLD x Ágio %

1 Ágio em R$/MWh.
2 Ágio em porcentagem do PLD

Fonte: Elaboração própria

Após a alta expressiva do PLD no final do ano de 2013 e inicio de 2014 e alterações na regulação (Inclusão do encargo ESS no PLD criando o PLD1 e PLD2 durante um período do ano de 2013), as negociações no curto prazo sofreram fortes oscilações, chegando a níveis de ágio e deságio nunca antes vistos. Nota-se nas tabelas que nestes anos a correlação entre as variáveis diminuiu. Desta forma, faz se necessário para uma maior aderência, o uso de ferramentas que tratam os dados, pois alguns não refletem o comportamento normal do mercado.

A seguir tabela com a correlação de todas as variáveis durante todo o período.

Tabela 8 – Correlações de janeiro de 2011 a julho de 2014

TODO O PERÍODO	**1**	-17%	Sobra Sazo Carca x Ágio
		-32%	Sobra Sazo x Ágio
		-81%	PLD x Ágio
	2	-20%	Sobra Sazo Carga x Ágio %
		-29%	Sobra Sazo x Ágio %
		-59%	PLD x Ágio %

1 Ágio em R$/MWh.
2 Ágio em porcentagem do PLD

Fonte: Elaboração própria

Nota-se que existe maior correlação nas duas análises das principais variáveis independentes com o spread expresso em valores reais (R$/MWh), bem como que o PLD é a variável que melhor auxilia na projeção de tendência do valor do Spread da energia convencional, visto que o mesmo possui correlação inversamente proporcional de 81% com o spread durante todo o período de análise.

7.2 REGRESSÃO LINEAR SIMPLES E MÚLTIPLA (MODELAGEM)

Por meio de testes de combinações no programa matemático de modelagem estatística GRETL, foi possível estudar a aderência dos modelos lineares simples e múltiplos utilizando as diversas variáveis estudadas (Spread, Sobra Sazo, Sobra Sazo –Carga e PLD).

Na análise de regressão, a variável dependente pode ser influenciada por variáveis quantitativas, sendo que essas podem ser mensuradas eventualmente, por variáveis qualitativas.

Para se "quantificar" variáveis qualitativas, ou seja, incluir no modelo fatos extraordinários com grande impacto nos dados de saída é necessário construir variáveis artificiais que assumam valor entre 0 e 1, comumente chamados pela literatura existente de "variável Dummy". A inclusão de variáveis qualitativas torna a modelagem extremamente flexível, capaz de lidar com diversos problemas encontrados, principalmente em estudos empíricos. No caso da modelagem descrita a seguir, a variável Dummy possui valor igual a 1 em períodos onde houve algum fato extraordinário com grande impacto no valor final do ágio e valor igual à zero no restante dos dados amostrais, desta forma, a equação final de projeção de ágio possuirá uma variável a mais que será chamada de variável Dummy. Como exemplo de uso de variáveis Dummy em projeções econômicas, é possível citar períodos onde houve a ocorrência de guerras.

Desta forma, visando maior assertividade e aderência do modelo a ser desenvolvido, houve a inclusão de uma variável qualitativa (Dummy), para que fatos que distorceram o comportamento do ágio em determinados meses sejam tratados de forma correta.

Pode-se citar como exemplo de fato extraordinário, que influenciou o comportamento do ágio e foi tratado como Dummy no modelo desenvolvido a alta inadimplência na liquidação financeira da CCEE em alguns meses onde houve desligamento de empresas com grandes passivos.

Este fato, até o ano de 2013, induzia os geradores a venderem toda sua energia bilateralmente, para evitar assim, se tornar um credor da CCEE e arcar com possíveis perdas financeiras com o rateio da inadimplência entre aqueles agentes que possuíam valores a receber da Câmara.

Este fator causava um aumento da oferta e uma pressão no valor do ágio, porém após alterações nas regras da CCEE a inadimplência passou a ser "rateada" entre todos os agentes, conforme seu volume negociado mensalmente.

Atualmente, deságios ocorrem principalmente em momentos de PLD alto, devido ao custo financeiro de ter o dinheiro parado na CCEE até a data da liquidação financeira, frente à opção de vendê-la bilateralmente e receber do comprador no ato, levando alguns agentes a vender com deságio de modo a antecipar o seu caixa.

Outro fato extraordinário ocorreu durante o ano de 2013, caracterizando-se pela inclusão de parte do valor a ser pago do encargo ESS por meio dos agentes expostos na liquidação financeira da CCEE, conforme sua medição horária. Este fato fez com que houvesse a criação de dois PLDs, chamados na época de PLD 1 (PLD para receber créditos da CCEE) e PLD2 (para pagar exposições na CCEE) fazendo com que os agentes se sobre contratassem e exercendo pressão extra no valor do ágio. Atualmente esta metodologia foi extinta com a inclusão do "Cvar"[8] no modelo Newave, voltando a uma situação de normalidade para o modelo.

Sendo assim, do período amostral de 43 meses, foram consideradas variáveis Dummy ou "outlier" apenas 4, sendo eles Abril e Maio de 2013, bem como fevereiro e março de 2014.

Para avaliação da aderência de modelos de regressão, os indicadores mais utilizados são R- Quadrado e P-Valor. Abaixo descrição destes indicadores:

- O coeficiente de determinação, também chamado de R^2, é uma medida de ajustamento de um modelo estatístico linear generalizado, como a Regressão linear, em relação aos valores observados. O R^2 varia entre 0 e 1, indicando, em percentagem, o quanto o modelo consegue explicar os valores observados. Quanto maior o R^2, mais significante é a variável testada e, portanto, melhor o ajustamento à amostra.. Por exemplo, se o R^2 de um modelo é 0,8234, isto significa que 82,34% da variável dependente consegue ser explicada pelos regressores presentes no modelo.

[8] Conditioned Value at Risk ou Valor Condicionado a um Dado Risco – Metodologia incorporada no modelo NEWAVE e DECOMP para cálculo do CMO (Custo Marginal de Operação) com o objetivo de reduzir a grande volatilidade nestes modelos por meio do tratamento de cenários considerados extremos.

- P-valor: O p-valor, também denominado nível descritivo do teste, é a probabilidade de que a estatística do teste (como variável aleatória) tenha valor extremo em relação ao valor observado. Em termos gerais, um valor-"p" reduzido significa que a probabilidade de obter um valor da estatística de teste distante da realidade é pequeno. Desta forma quanto menor for o p-valor menor será a probabilidade de rejeição do modelo posto que o teste é feito com um intervalo de confiança de 1 menos "p-valor" (Confiança = 1 - p-valor).

7.2.1 Análise das diversas combinações de modelagens

7.2.1.1 Teste de significância das variáveis

Inicialmente será avaliada regressão linear simples utilizando o valor do ágio como variável dependente.

7.2.1.1.1 Variável independente = Sobra Sazo

Modelo 4: MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente: Spread

	Coeficiente	Erro Padrão	razão-t	p-valor	
const	41,6232	16,8396	2,4717	0,01780	**
Dumm	-7,13188	7,03575	-1,0137	0,31684	
Sobra_Sazo	-0132788	00639689	-2,0758	0,04438	**

Média var. dependente	6,163376	D.P. var. dependente	13,93136
Soma resíd. quadrados	7124,706	E.P. da regressão	13,34607
R-quadrado	0,125961	R-quadrado ajustado	0,082259
F(2, 40)	2,882277	P-valor(F)	0,067704
Log da verossimilhança	-170,8820	Critério de Akaike	347,7640
Critério de Schwarz	353,0476	Critério Hannan-Quinn	349,7125
rô	0,732009	Durbin-Watson	0,544951

7.2.1.1.2 Variável independente = Sobra Carga

Modelo 5: MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente: Spread

	Coeficiente	Erro Padrão	razão-t	p-valor	
const	14,086	6,68937	2,1057	0,04155	**
Dumm	-8,51657	7,2598	-1,1731	0,24769	
Sobra__Carga	-00746429	00660247	-1,1305	0,26499	

Média var. dependente	6,163376	D.P. var. dependente	13,93136
Soma resíd. quadrados	7647,856	E.P. da regressão	13,82738
R-quadrado	0,061783	R-quadrado ajustado	0,014872
F(2, 40)	1,317021	P-valor(F)	0,279299
Log da verossimilhança	-172,4054	Critério de Akaike	350,8109
Critério de Schwarz	356,0945	Critério Hannan-Quinn	352,7593
rô	0,750980	Durbin-Watson	0,499750

7.2.1.1.3 Variável independente = PLD

Modelo 6: MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente: Spread

	Coeficiente	Erro Padrão	razão-t	p-valor	
const	17,8739	1,73366	10,3099	<0001	***
Dumm	9,81927	4,60679	2,1315	0,03925	**
PLD	-0,0534097	0577307	-9,2515	<0001	***

Média var. dependente	6,163376	D.P. var. dependente	13,93136
Soma resíd. quadrados	2513,635	E.P. da regressão	7,927224
R-quadrado	0,691634	R-quadrado ajustado	0,676216
F(2, 40)	44,85806	P-valor(F)	6,04e-11
Log da verossimilhança	-148,4825	Critério de Akaike	302,9650
Critério de Schwarz	308,2486	Critério Hannan-Quinn	304,9134
rô	0,392684	Durbin-Watson	1,182811

Nota-se que os dois primeiros modelos possuem P-Valor alto e R-Quadrado baixo, desta forma, não se mostraram aderentes, enquanto que, em contraste o ultimo modelo linear onde a variável independente é o PLD, mostrou-se bastante aderente com P-Valor extremamente baixo e R-Quadrado de 69%.

A seguir, modelagem linear múltipla utilizando o valo do ágio como variável dependente.

7.2.1.1.4 Variáveis Independentes = Sobra Sazo e PLD

Modelo 7: MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente: Spread

	Coeficiente	Erro Padrão	razão-t	p-valor	
const	37,4168	9,6307	3,8852	0039	***
Dumm	9,91807	4,43084	2,2384	0,03097	**
PLD	-0,0514773	0563091	-9,1419	<0001	***
Sobra_Sazo	-00763568	00370602	-2,0603	0,04608	**

Média var. dependente	6,163376	D.P. var. dependente	13,93136
Soma resíd. quadrados	2266,892	E.P. da regressão	7,624004
R-quadrado	0,721904	R-quadrado ajustado	0,700512
F(3, 39)	33,74646	P-valor(F)	6,32e-11
Log da verossimilhança	-146,2611	Critério de Akaike	300,5222
Critério de Schwarz	307,5670	Critério Hannan-Quinn	303,1201
rô	0,343885	Durbin-Watson	1,297777

7.2.1.1.5 Variáveis independentes = Sobra Sazo Carga e PLD

Modelo 8: MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente: Spread

	Coeficiente	Erro Padrão	razão-t	p-valor	
const	23,7795	3,88869	6,1150	<0001	***
Dumm	9,65248	4,50505	2,1426	0,03844	**
PLD	-0,0530767	0564766	-9,3980	<0001	***
Sobra__Carga	-00624831	00370296	-1,6874	0,09951	*

Média var. dependente	6,163376	D.P. var. dependente	13,93136
Soma resíd. quadrados	2342,610	E.P. da regressão	7,750285
R-quadrado	0,712615	R-quadrado ajustado	0,690509
F(3, 39)	32,23553	P-valor(F)	1,19e-10
Log da verossimilhança	-146,9675	Critério de Akaike	301,9350
Critério de Schwarz	308,9798	Critério Hannan-Quinn	304,5329
rô	0,356865	Durbin-Watson	1,269978

7.2.1.1.6 Variáveis independentes = Sobra Sazo Carga, Sobra Sazo e PLD

Modelo 9: MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente: Spread

	Coeficiente	Erro Padrão	razão-t	p-valor	
const	83,7939	30,7741	2,7229	0972	***
Dumm	11,0601	4,40702	2,5097	0,01646	**
PLD	-0,0457333	0660945	-6,9194	<0001	***
Sobra__Carga	0288385	0182116	1,5835	0,12159	
Sobra_Sazo	-0364055	0185286	-1,9648	0,05678	*

Média var. dependente	6,163376	D.P. var. dependente	13,93136
Soma resíd. quadrados	2126,564	E.P. da regressão	7,480790
R-quadrado	0,739119	R-quadrado ajustado	0,711658
F(4, 38)	26,91508	P-valor(F)	1,23e-10
Log da verossimilhança	-144,8872	Critério de Akaike	299,7744
Critério de Schwarz	308,5804	Critério Hannan-Quinn	303,0218
rô	0,355418	Durbin-Watson	1,269390

Nota se que o modelo de maior aderência avaliando os valores de R-Quadrado e P-Valor é aquele em que todas as variáveis independentes são combinadas (Sobra Sazo Carga, Sobra Sazo e PLD).

7.3 MODELO DE MAIOR CONVERGÊNCIA

Após realizar as modelagens com as diversas combinações de variáveis independentes, foi possível notar que o modelo que considerava as variáveis “Sobra Sazo Carga”, “Sobra Sazo” e “PLD” é o mais aderente e consequentemente o que reproduz de forma mais fiel o comportamento do ágio.

Para verificar a precisão do modelo de maior aderência, foi realizado um teste de Heteroscedasticidade, ou seja, foi verificada a dispersão dos resultados de cada variável em relação a uma reta ou, no caso, em relação ao modelo econométrico regredido. Os resultados são apresentados a seguir

7.3.1 Teste de heteroscedasticidade para o modelo de maior convergência (variáveis independentes = Sobra Sazo, Sobra Sazo Carga e PLD)

Teste de White para a heteroscedasticidade

MQO, usando as observações 2011:01-2014:07 (T = 43)

Variável dependente:

- R-quadrado não ajustado = 0,788507
- Estatística de teste: TR^2 = 33,905808,
- com p-valor = P(Qui-quadrado(13) > 33,905808) = 01244

Conforme observado os valores de R-quadrado são altos e p-valor são baixos, demonstrando que a matriz de dados é confiável e que não há grande dispersão entre os resultados.

7.3.2 Teste de confiança do modelo de maior convergência

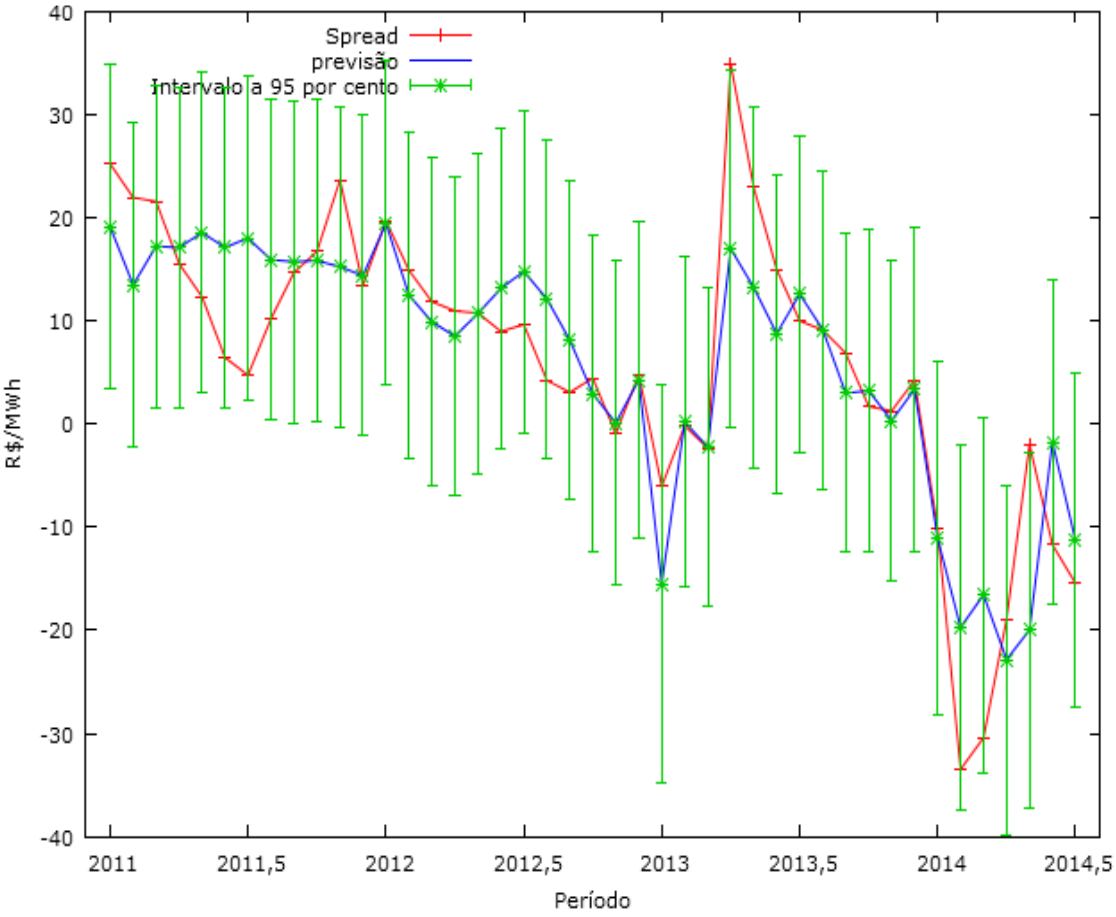
Considerando que o modelo mais adequado para previsão do ágio da energia convencional no mercado de curto prazo é aquele em que as variáveis independentes são a “Sobra Sazo Carga”, “Sobra Sazo” e o “PLD”, foi realizado mais um teste, visando entender qual seria a assertividade do modelo em prever o ágio realizado desde 2011, ou seja, foi feito um “Back test”.

Para este teste foi simulado os dados de saída do modelo para cada mês de análise e plotado em um gráfico com os dados reais de ágio observados utilizando a equação obtida de regressão linear múltipla do modelo de maior convergência conforme detalhado a seguir:

Spread = 83,8 - 0364 * Sobra_Sazo + 0288 * Sobra__Carga - 0,0457 * PLD + 11,1 * Dummy

Nota-se conforme a seguir que, considerando um intervalo de confiança de 5%, os dados resultantes do modelo estão iguais aos dados observados no mercado, ou seja, o modelo se mostrou bastante preciso até o momento sendo assim o mais indicado para se estimar o valor do spread da energia convencional no mercado livre.

Gráfico 16 – Valor do Spread previsto vs. realizado



Fonte: Elaboração própria

7.4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

O objetivo deste trabalho, focando o spread da energia convencional no mercado de curto prazo, uma variável intimamente ligada à oferta e demanda, era o de aumentar o grau de informação sobre as variáveis que influenciam a formação de tal fator visando identificar a forma como os agentes do mercado tomam sua decisão de comprar/vender sua energia no mercado de curto prazo, ou seja, sugerir uma modelagem que descreva a forma como a tomada de decisão é feita.

Por estar diretamente ligada a oferta e demanda, o valor do spread da energia convencional pode sofrer bruscas movimentações e alguns dos principais acontecimentos que tem impacto direto nisso estão descritos a seguir e são baseados em eventos que de fato ocorreram no período de estudo considerado neste artigo.

7.4.1 Impostos nas negociações de curto prazo

Muito se fala no mercado, em relação aos impostos que incidem em uma negociação de energia bilateral e o valor mínimo do ágio para ser vantajoso a um gerador vender sua energia bilateralmente, ao invés de simplesmente deixar ocorrer à liquidação na CCEE, onde não haveria essa incidência de imposto.

Hoje a carga tributária adicional nas negociações bilaterais está em torno de 7%, acarretando que muitos geradores de grande porte possuam como diretriz, vender no mercado de curto prazo apenas quando o valor do ágio for superior a 7% do valor do PLD. Desta forma, seria mais vantajoso "levar" a energia para a liquidação da CCEE do que vender bilateralmente.

7.4.2 Prazo para pagamento em negociações bilaterais e liquidação CCEE

O valor que o dinheiro tem no tempo é um fator que deve ser considerado em qualquer instituição com fins lucrativos. Desta forma, o prazo para receber o pagamento pela venda da energia é algo que deve ser levado em conta.

Normalmente as negociações de curto prazo são fechadas e pagas no início do mês posterior ao fornecimento, enquanto a liquidação da CCEE é feita em torno de 45 dias após o mês de fornecimento. Sendo assim, as empresas que liquidam energia na CCEE, deixam o dinheiro referente a esta venda parado.

Desta forma, na tomada de decisão de vender bilateralmente ou liquidar a energia na Câmara é considerado o valor deste dinheiro no tempo.

Este fator justifica em alguns casos, onde o PLD está muito alto, ocorrer grandes deságios. Isto se dá, pois o vendedor terá um grande volume financeiro "preso" na CCEE, enquanto poderia estar com este valor aplicado no mercado financeiro ou investido em outra atividade da empresa. Eventuais atrasos ou especulações de atrasos na liquidação financeira da CCEE geram uma redução no valor do Spread da energia convencional no curto prazo, devido à insegurança quanto ao recebimento dos créditos no prazo correto.

Os dois pontos citados acima, assim como o aumento ou redução da carga, a forma como foi feita a sazonalização das usinas, o aumento ou redução da geração

são variáveis que impactam no valor do Spread e que são cobertas pelo modelo desenvolvido. Foi possível transformar em modelo, os assuntos recorrentemente discutidos nas empresas do setor de energia e seu impacto no ágio, trazendo uma ferramenta para auxilio na tomada de decisão.

Os resultados se mostraram consistentes e considerando o pioneirismos deste estudo, é possível dizer que este trabalho trás uma nova ferramenta de auxilio aos "Players" do mercado brasileiro no momento da negociação de sua energia.

7.5 ESTUDOS FUTUROS

Visto os resultados e a possibilidade de ampliação dos mesmos, sugere-se para desenvolvimento de trabalhos futuros, estudos que englobem o modelo desenvolvido de precificação do ágio da energia convencional, juntamente com estudos de projeção de PLD no curto, médio e longo prazo. Tal desenvolvimento traria uma ferramenta não só para a análise do Spread da energia no curto prazo, mas sim, um projeção de preços futuros com a inclusão da variável ágio/deságio mais acurada, visto a representatividade do ágio em relação ao preço final da energia em alguns casos.

Este tipo de estudo traria uma ferramenta de grande valia para geradores, consumidores e comercializadores na fundamentação de suas estratégias, bem como no momento de sua contratação no mercado livre. Esta ferramenta também seria útil para auxiliar na decisão de entre ser participante do mercado livre ou não, dando uma perspectiva de longo prazo ao investidor ou consumidor.

Outra sugestão para estudos futuros é o desenvolvimento de um modelo de ágio para precificação futura da energia Incentivada no mercado de curto prazo. Todas as variáveis que tem impacto no ágio da energia convencional também impactam o ágio da energia Incentivada e os estudos já realizados poderiam auxiliar neste desenvolvimento. Além destas variáveis, a precificação do ágio da energia incentivada esta ligada ao volume de moagem de cana de açúcar, pois o bagaço é utilizado para geração térmica e influencia na disponibilidade de energia no curto prazo, além do custo da TUSD (Tarifa do uso do Sistema de Distribuição) para os consumidores livres, pois com base neste valor, toma se a decisão de comprar energia convencional ou incentivada afetando assim o equilíbrio de oferta e demanda no curto prazo.

8 CONCLUSÃO

Nos dias atuais, a projeção de preços no mercado livre de energia é algo fundamental para consumidores que estão no mercado cativo e buscam melhores oportunidades de preço no mercado livre, assim como para consumidores que já participam do mercado livre e buscam o melhor momento para realizar sua contratação. Investidores em projetos de geração, que calculam seus retornos com base em projeções de preço, bem como geradores que já operam no mercado livre, também entendem como essencial a projeção de preços, além dos comercializadores que precisam de projeções com a maior precisão possível, buscando mitigar seu risco e aumentar o retorno de suas operações.

Considerando os dados observados no banco de dados do período de janeiro de 2011 a julho de 2014 é possível notar que o valor do spread variou aproximadamente entre -4% a + 128% do valor do PLD. Fica claro que o valor do spread, tem grande representatividade no custo final da energia para o consumidor e na receita do gerador, o que sugere que seja dada maior importância a esta variável.

Informações que auxiliam na projeção do valor do spread, são de grande valia para agentes que operam no curto e no longo prazo, visto que em conjunto com modelos de projeção de PLD a projeção do spread formaria o valor total da energia a ser comercializada, dando maior embasamento a tomada de decisão entre negociar a energia no curto ou no longo prazo.

A metodologia empregada neste trabalho permitiu confirmar a grande relação entre o spread da energia convencional e o PLD, a oferta, e a demanda de energia no curto prazo, além de desenvolver uma modelagem com base em regressões lineares que se mostrou aderente e confiável para projeções de tendências do spread. Para tanto, foi estruturado um banco de dados em um ambiente de sistema de informações, tendo sido realizado tratamento estatístico adequado dos dados coletados.

REFERÊNCIAS

ASSAF NETO, Alexandre. *Mercado financeiro*. 7.ed. São Paulo: Atlas, 2006.

BRASIL. Lei 10.848, de 15 de março de 2004. Lei de Comercialização Energia Elétrica. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 16 mar, 2004a, Seção 1, p. 2.

_____. Decreto 5.025, de 30 de março de 2004. Regulamenta o inciso I e os §§ 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências. Brasília, DF, 30 mar, 2004b.

_____. Lei 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília, DF, 7 jul. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm>. Acesso em: 1º jul. 2014.

_____. Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Brasília, DF, 11 jan. 2013. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm>.Acesso em: 11 jul. 2015.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE); OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). *Treinamento NEWAVE – Decomp. O SIN e os modelos para o Planejamento da Operação Energética*. São Paulo, 2008.

FIGUEIRA, M.M.C. Identificação de Outliers. *Millenium*, n. 12, out. 1998.

INFOMERCADO. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2014-Mensal. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-so-mos/informacoesmercado/info_mercado?_afrLoop=344335375159081#%40%3F_afrLoop%3D344335375159081%26_adf.ctrl-state%3D1d6a33fy0k_4>. Acesso em: 15 ago 2014.

KELMAN, Jerson (Coord.). *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica.* Brasília: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001. Disponível em: <http://www.kelman.com.br/pdf/relatorio_da_comissao.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2014.

MACHADO, Antonio Carlos Fraga. *A evolução da livre energia*. In: ENCONTRO NACIONAL DE AGENTES DO SETOR ELÉTRICO, 4, 2007. Disponível em:

<http://www.abraceel.com.br/zpublisher/paginas/ccee_apresentacoes.asp?pag=5>. Acesso em: 15 jul. 2014.

MAYO, Roberto. *Mercados de eletricidade*. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

OFFICE of Gas and Electricity Markets (OFGEM), 2003. Disponível em: <http://www.ofgem.gov.uk/>. Acesso em: 10 out. 2014.

OUTHRED, H. A review of electricity industry restructuring in Australia. *Electric Power Systems Research*, v. 44, n. 1, pp. 15-25, 1998.

PNE 2030. Brasília, Ministério de Minas e Energia, 2007. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/pne_2030/PlanoNacionalDeEnergia2030.pdf>. Acesso em: 27 set. 2014.

PROJETO RESEB-COM: sumário executivo das sugestões. Brasília: Departamento Nacional de Política Energética, da Secretaria de Energia, do Ministério de Minas e Energia, 2001. Disponível em: <http://www.editoracanalenergia.com.br/10anos/Pacote/Proj_RESEB.pdf>. Acesso em: 18 mar. 2014.

PROPOSTA de modelo institucional do setor elétrico. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2003. Disponível em: <http://www.bancor.com.br/Legisla%E7%E3o/PropostaModeloInstitucional.pdf>. Acesso em: 20 maio 2014.

REDL, Ch.; HAAS, R.; HUBER, C.; BÖHM B. Price formation in electricity forward markets and the relevance of systematic forecast errors. *Energy Economics*, v. 31, n. 3, pp. 356-364, 2009. Disponível em: <http://www.researchgate.net/publication/223310571_Price_formation_in_electricity_forward_markets_and_the_relevance_of_systematic_forecast_errors>. Acesso em: 9 set. 2014.

REGRAS de comercialização: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - 2013. Disponível em: < http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/produtos/regras?_adf.ctrl-state=193s8snjai_83&_afrLoop=363552477800849#%40%3F_afrLoop%3D363552477800849%26_adf.ctrl-state%3Dqin3v5dy5_17>. Acesso em 08 de maio de 2015

SILVA, E.L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: SagraLuzzatto, 2008.

SKYTTE, K. Market imperfections on the power markets in northern Europe: a survey paper. *Energy Policy*, v. 27, pp. 25-32, 1999.

STATE of the market report 2001. [S.l.]: PJM Interconnection, 2002. Disponível em: <http://www.pjm.com/>. Acesso em: 30 ago. 201.

STATE of the market report 2002. [S.l.]: PJM Interconnection, 2003.

TOLMASQUIM, Mauricio. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro.* Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

VITORINO, R.N. *Percepção de preços e aferição dos riscos de exposição financeira no ambiente de contratação livre.* 2011. 122 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16032012-160219/pt-br.php>. Acesso em: 29 ago. 2014.

WOLFRAM, C.D. Electricity markets: should the rest of the world adopt the UK reforms? *Regulation,* v. 22, n. 4, pp. 48-53, 1999.

ANEXOS

ANEXO A – Histórico de preços (R$/MWh) de negócios efetivamente concretizados de janeiro de 2011 a julho de 2014.

ANO DE 2011											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
28,71	48,04	25,50	12,20	17,35	31,80	22,66	19,61	21,18	37,14	45,55	44,47
54,20	76,04	51	28,50	28,85	40	27	26,50	35,68	50,59	66,05	50,97
51,34	71,04	49,50	29	28	40	28,06	25,86	35,18	51,04	69,35	51,62
54,71	71,74	48,50	28,70	27,85	39,40	27,16	26,11	35,83	50,94	69,55	51,37
54,10	69,78	46,50	28,65	27,65	39,30	27,36	25,91	35,88	51,10	70,15	62,27
55,81	69,99	48	29	27,54	38,50	27,26	26,47	35,68	51,14	69,15	68,47
51,32	68,76	46,90	29	28,35	38,30	26,86	27,25	35,68	51,14	70	64,47
55,10	69,04	46	28,90	28,15	38,05	26,47	29,36	33,68	51,14	69,55	62,47
52	71,04	44,50	29,70	28,15	37,90	26,56	29,31	35,48	51,14	69,75	62,27
53,40	67,04	44,75	29,40	27,85	37,75	26,11	29,11	35,18	51,44	69,85	52,92
51,10	67,94	45,50	29,31	28,35	37,85	26,21	28,61	35,68	51,94	69,55	56,70
51,23	67,94	45,60	29,20	120,5	37,65	26,16	28,61	36,18	51,94	69,95	56
52	75,50	45,50	28,50	27,85	37,50	28,78	28,81	36,18	52,14	69,75	55,80
54,35	70,04	46	27,21	27,85	37,25	26,26	29,01	36,58	52,14	69,35	
55,72	68,54	46,01	26,20	26,85	37,10	29,78	31,61	36,98	52,04	69,55	
51	69,04	48,02	25,21	26,25	36,30	27,13	29	36,68	52,64	69,15	
55,31	67	46,30	25,20	26,25	37	26,66	30,81	39,18	51,73	69,45	
53,91	69,54	46,21	25,10	26,25	36,80	26,77	34,61	38,58	51,94	69,95	
53,21	68,89	46,50	24,20	26,85	39,80	28,16	29,92	39,18	52,14	71,05	
53,60	68,77	46	28,90	28	39,70	28,29	34,61	38,68	52,04	71	
53,80	70,04	46,01	29,40	28,85	39,70	28,29	34,61	38,18	51,94	70,55	
54,80	69,04	90,50	29,50	28,45	38,80	29,99	30	38,18	52,34	70,55	
51,87	69,04	44,01	28,50	28,20	38,60	28,56	37,62	37,98	52,14	70,55	
53,85	69,04	42,50	28,45	27,50	38,50	28,16	37,91	37,98	52,94	71	
56,61	68,89	42,69	28,50	27,41	38,10	28,66	38,11	38,58	120,5	70,25	
52	69,49	42,70	28,10	27,38	38,10	29,76	39,61	37,38	53,04	71,30	
53,20	70,79	46,50	28,50	27,40	37,80	28,06	27,30	37,18	52,54	71,55	
56,06	70,94	44,48	27,50	27,25	37,95	28,26	29,80	35,18	52,94	65	
52	71,04	45,50	28,20	27,15	38	27,96	28,80	35,38	52,64	66,30	
56,11	72,54	44,90	26,70	26,85	37,80	27,96	28,65	33,38	53,14	66,80	
56,11	72,45	47,57	26,20	26,95	37,90	28,36	28,90	32,18	53,40	70,85	
56,11	74	46,50	26,20	26,85		26,86	26,41	34,18	54,15	70,35	
56,71	71,23	47,10	25,20	26,85		26,96	26,61	33,58	54,14	64,80	
56,61	73	46,20	25,20	26,60		26,96	29,11	37,18	53	70,35	
55,40	72,12	47	28,85	25,44		26,96	29,61	36,70	56,14	70,35	
54	71,65	46,50		26,05		26,91	25,32	35,80	52,04	71,35	
	73,24	46,10		26,05		26,96	29,01	41,44	52,04	67	
	69	46,50		26,50		27,16	28,61	35,23	52,04	66,65	
	68,04	47,50		26,05		26,56	29,01	36,18	53	66,80	
	67,54	46,50		27		29,96	29,01	35,98	53	66,60	
	67,04	46,80				26,61	28,56	37,18	52,69	66,90	
	67,15	46,60				26,56	29,61	31,48	52,14	69,65	
	68,54	46,70				26,30		35,48	52,44	66,10	

(continua)

ANO DE 2011											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
	68,04	45,70				26,66		36,18	55	69,05	
		46,50				26,36		36,18	53,24	69,05	
		46,30				26,36		35,10	53,34	69,76	
		43,50				26,56		36,68	53,64	70,35	
						26,36		33,48	53,64	70,30	
								36,43	53,34	70,15	
								36,34	53,64	70,15	
								31,68	53,64	70,35	
								35,38		69,85	
								35,18		67,55	
								34,38			
								34,68			
								34,28			
								29,98			

(conclusão)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

ANO DE 2012											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
23,14	50,67	124,97	192,70	180,94	118,49	91,24	119,08	182,94	280,39	375,54	259,57
43,14	55	135,27	201,50	190,74	129,29	102,04	122,40	194,84	291,19	373,04	270,37
42,89	55,80	135,77	201,60	189,64	129,49	102,24	126,03	192,94	285	374,54	271,47
41	55,20	136,47	202,80	189,19	128,09	103,14	126,03	184,04	292,29	374,74	259,57
44,50	55,80	135,50	202,30	189,29	127,49	91,24	122	185,09	285	374,54	261,37
43,50	56,20	138,97	204,10	191,14	127,49	100,34	125,18	185,14	283,39	375,54	262,77
44	54,90	139,82	203,20	194,40	127,64	101,49	125,08	185,09	280,59	374,84	265,07
41,80	55	138,07	205,40	191,49	127,69	101,34	124,88	185,04	286	374,74	264,37
40,14	55,20	137,97	206,70	192	127,79	101,49	125,48	185,04	287,20	375,54	264,42
40,14	68,67	137,87	205,90	192,54	127,64	101,54	124,88	184,84	286	374,54	263,47
40,30	67,67	135,97	201,70	193,94	128,49	101,34	124,08	184,24	287,50	375	263,37
47	67,57	134,47	202,70	191,44	128,49	101,14	123,78	185,44	283	373,50	263,57
41,74	66,67	136	206,25	192,02	128,24	101,14	122,58	185,19	285		262,57
41,94	66,17			192,29	127,89	101,74	123,12	184,94	284		
44	65,67			192,34	127,64	101,64	121,61	185,34	283,60		
42,54	65,67			192,34	126,04	100,58	122,48	185,24	283		
42,94	66,87			192,27	125,89	100,25	123,18	185,24	283,50		
42,84	66,57			192,24	125,81	104,01	122,68	184,64	282,90		
41,49	66,97				127,79	101,19	122,38		282		
45	66,97				126,39	101,64	122,48		282,50		
43,64	67,27				126,09	101,64	122,38		283,60		
43,64	66,88				125,89	102,04	121,68				
43,14	67,87					99,80	121,48				
43,34	67,67					99,89	121,45				
43,64	69,17					99,74	126,68				
	68,97					99,89	126,33				

(continua)

ANO DE 2012											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
	68,67						122				
	68,67						121,67				
	67,87						126,01				
	65						122,35				
	67,67						126,88				
	65,87						121,78				
	66,27						126,43				
	68						125,08				
	67,67						121				
	68,17						125,38				
	68,17						122,68				
	68,67						123,38				
	68,67						122,78				
	69,17						123,48				
	69,17						122,43				
	69,67						122,44				
	71,67						122,53				
	71,67						121,78				
	72,17						121,38				
	72,67						120,68				
	72,17						120,83				
	73,47										
	35,37										
	60										
	71,67										
	70,87										

(conclusão)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

ANO DE 2013											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
413,95	214,54	339,75	196,13	344,84	207,62	121,29	163,38	266,16	260,99	331,07	291
415,65	214,54	340,25	212	367,50	221,40	130,10	175,40	280,30	263,10	332,50	294,10
423,95	213,24	337,75	215,35	361,10	222,90	131,30	174,90	279,10	261,20	332,10	293,80
400	215,54	336,75	214,80	380,30	219,50	130,90	174,70	277,20	261,40	332,90	293,40
401,76	217,04	340,45	218,55	365,70	223,70	133,10	174,50	277,60	261,80	333,60	295,60
400	214,84	338,45	225,25	368,40	225	132,40	75,1	276,50	260,10	333,90	294,60
408	214,04	337,25	228	376,30	22,7,4	130,40	174,30	276,92	260,10	334,60	296,10
407,80	214,04	335,10	227,40	378,90	220,30	132,14	174,20	276,60	263,60	334,90	296,30
406	213,54	335,25	232,90	362,23	219,67	130,50	173,50	275,90	262,80	334,75	295,80
409	213	336	232,90	364,30	218,50	130,30	172,50	274,20	262,10	334,10	297,50
409,20	214,60	336,90	235,90	362,10	226,40	130,95	172,10	273,25	263,60	334,90	294,10
407	214	337	234,10	364,98	228,76	131	174,30	273,60	264,50	334,85	295,80
406,50	214,80	339,50	238,70	361,80	221,40	131,20	173,10	272,60	264,90	333,80	295,90

(continua)

ANO DE 2013											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
	215	335,80	235,10		224	132,50	173,20	273,30	265	333,96	
	212,90		242,50			132	171,30	271	263,90	332,60	
			246,30			131,40	172,30	268,50		332,10	
			242,30			130,90	171,90	268,40		331,65	
			239,60				173,40	266		330,90	
			237,75				173,40	266,10		330,60	
							172,10	266,35		330,60	
							171,20	267,60		330,10	
							170,70			331	
							171,10			331,60	
							171,50			332,20	
							170,90			331,80	
							170,80			331,10	
							171,20			332,10	
							171,30			331,85	
							171,20			331,20	
							171,15			330,40	
							170,80			330,10	
										330,29	

(conclusão)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

ANO DE 2014											
JAN.	FEV.	MAR.	ABR.	MAIO	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OUT.	NOV.	DEZ.
378,22	822,83	822,83	822,83	806,97	412,65	592,54					
360,10	780	797,50	807,50	811,30	403	572,30					
361,30	780,60	797,10	807,41	810,90	402,50	572,90					
362,90	785,60	796,20	807,10	810,10	400,50	572,90					
363,80	789,90	796,90	806,90	809,30	400,10	573,60					
363,70	788,10	796,80	805,68	809,10	400,60	574,60					
367,80	789	793,60	806,50	806,32	399,98	574,90					
368,10	790,10	793,10	807,30	804,95	399,75	574,60					
367,90	791,60	792,10	805,40	805,90	401,50	576,36					
369,35	792	790,10	805,65	806,60	401,10	582,10					
370,10	790,90	790,30	803,65	805,45	402,65	583,25					
369,70	792	788	803,90	804,32	400,23	581,90					
369,90	793,10	788	802,90	803,69	399,40	582,65					
370,90	791,60	788,60	802,10	800,30		580,21					
372,50	792,30	789,60	801,66	800,10							
373,10	793,20	788,15	801,60	801,65							
373,65			800,90	802,50							
372,50			800,90	801,96							
			800,80	800,45							
			800,10	800,65							
			800,10								

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

ANEXO B – Valor médio (R$/MWh) dos negócios concretizados, PLD médio mensal e valor médios do spread negociado.

MÊS	MÉDIA PREÇO	PLD	SPREAD
Jan./11	53,96	28,71	25,25
Fev./11	70,04	48,04	21,99
Mar./11	47,10	25,50	21,60
Abr./11	27,79	12,20	15,59
Mai./11	29,70	17,35	12,35
Jun./11	38,24	31,80	6,45
Jul./11	27,41	22,66	4,75
Ago./11	29,85	19,61	10,24
Set./11	35,89	21,18	14,72
Out./11	53,88	37,14	16,75
Nov./11	69,24	45,55	23,69
Dez./11	57,94	44,47	13,47
Jan./12	42,85	23,14	19,71
Fev./12	65,60	50,67	14,93
Mar./12	136,85	124,97	11,88
Abr./12	203,68	192,70	10,98
Mai./12	191,72	180,94	10,78
Jun./12	127,49	118,49	9
Jul./12	100,90	91,24	9,66
Ago./12	123,33	119,08	4,25
Set./12	186,02	182,94	3,08
Out./12	284,86	280,39	4,47
Nov./12	374,60	375,54	-0,94
Dez./12	264,37	259,57	4,80
Jan./13	407,91	413,95	-6,05
Fev./13	214,37	214,54	-0,17
Mar./13	337,42	339,75	-2,33
Abr./13	231,08	196,13	34,95
Mai./13	367,80	344,84	22,96
Jun./13	222,63	207,62	15,01
Jul./13	131,32	121,29	10,03
Ago./13	172,52	163,38	9,14
Set./13	273,05	266,16	6,89
Out./13	262,72	260,99	1,73
Nov./13	332,36	331,07	1,29
Dez./13	295,25	291	4,25
Jan./14	368,08	378,22	-10,14
Fev./14	789,33	822,83	-33,50
Mar./14	792,40	822,83	-30,43
Abr./14	803,90	822,83	-18,93
Mai./14	805,03	806,97	-1,94
Jun./14	400,94	412,65	-11,71
Jul./14	577,10	592,54	-15,44

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

ANEXO C – Curva de sazonalização (em MWmédios) das garantias físicas de janeiro de 2011 a dezembro de 2014.

MÊS	SAZO 2011	SAZO 2012	SAZO 2013	SAZO 2014
Jan.	42.815,64	43.711,93	64.250,17	55.946,06
Fev.	44.920,58	46.800,41	51.411,92	53.713,69
Mar.	45.437,47	46.550,03	50.260,21	51.867,42
Abr.	45.466,49	45.819,10	49.262,23	47.649,42
Maio	45.176,71	45.965,75	46.693,59	46.351,27
Jun.	46.109,52	46.488,70	46.405,02	47.242,98
Jul.	47.430,13	46.990,79	46.195,82	48.804,89
Ago.	48.467,30	47.839,91	47.006,75	49.765,46
Set.	48.978,84	48.639,51	48.031,91	50.154,03
Out.	49.500,35	49.254,60	48.118,17	49.725,68
Nov.	48.800,05	49.047,96	47.688,34	49.328,75
Dez.	50.043,92	48.415,01	47.098,76	48.472,34

Fonte: CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. São Paulo. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Relat%C3%B3rio&assunto=Sazonaliza%C3%A7%C3%A3o&_afrLoop=937900032994299#%40%3F_afrLoop%3D937900032994299%26tipo%3DRelat%25C3%25B3rio%26assunto%3DSazonaliza%25C3%25A7%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D6x87ssqt9_119>. Acesso em: 18 jul. 2014.

ANEXO D – Contrato de fornecimento para o ambiente regulado (CCEARs) de janeiro de 2011 a julho 2014.

SOMA CCEAR	(MWmédio)			
	2011	2012	2013	2014*
Jan.	21.429,389	22.021,202	21.870,914	24.718,440
Fev.	20.266,020	21.164,863	20.620,172	25.472,280
Mar.	22.386,559	22.836,065	22.923,925	24.222,640
Abr.	20.859,805	21.477,265	21.858,624	23.120,393
Maio	20.794,805	21.030,214	21.555,228	22.292,225
Jun.	19.901,319	20.352,058	20.943,618	21.672,643
Jul.	20.367,239	20.915,793	21.754,290	21.794,516
Ago.	20.991,150	21.478,022	22.476,769	
Set.	20.944,787	21.539,703	22.403,599	
Out.	22.071,769	22.668,724	23.674,376	
Nov.	21.600,977	22.331,270	23.389,946	
Dez.	22.257,410	22.925,422	24.503,895	

*Ano 2014 - Estimado em 37% da Carga visto esta proporção em 2013

Fonte: CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. São Paulo. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_exclusivo/dashboard/medicao/sazonalizacao?_adf.ctrl->. Acesso em: 18 jul. 2014

ANEXO E – Sobra Sazo do sistema brasileiro de janeiro de 2011 à julho de 2015

			(MWmédio)		(MWh)
		CCEAR	SAZO_SISTEMA	SOBRA_SAZO	SOBRA_SAZO
744	Jan./11	21.429,389	42.815,64	21.386,250	15.911.369,833
673	Fev./11	20.266,020	44.920,58	24.654,564	16.592.521,716
744	Mar./11	22.386,559	45.437,47	23.050,909	17.149.876,010
720	Abr./11	20.859,805	45.466,49	24.606,689	17.716.816,380
744	Maio/11	20.794,805	45.176,71	24.381,904	18.140.136,842
720	Jun./11	19.901,319	46.109,52	26.208,199	18.869.902,964
744	Jul./11	20.367,239	47.430,13	27.062,892	20.134.791,540
744	Ago./11	20.991,150	48.467,30	27.476,153	20.442.257,755
720	Set./11	20.944,787	48.978,84	28.034,054	20.184.519,139
743	Out./11	22.071,769	49.500,35	27.428,582	20.379.436,396
720	Nov./11	21.600,977	48.800,05	27.199,069	19.583.329,590
744	Dez./11	22.257,410	50.043,92	27.786,515	20.673.166,954
744	Jan./12	22.021,202	43.711,93	21.690,731	16.137.9040
673	Fev./12	21.164,863	46.800,41	25.635,549	17.252.724,266
744	Mar./12	22.836,065	46.550,03	23.713,961	17.643.1870
720	Abr./12	21.477,265	45.819,10	24.341,831	17.526.118,355
744	Maio/12	21.030,214	45.965,75	24.935,540	18.552.0420
720	Jun./12	20.352,058	46.488,70	26.136,646	18.818.385,387
744	Jul./12	20.915,793	46.990,79	26.074,995	19.399.7960
744	Ago./12	21.478,022	47.839,91	26.361,890	19.613.2460
720	Set./12	21.539,703	48.639,51	27.099,810	19.511.862,871
743	Out./12	22.668,724	49.254,60	26.585,877	19.753.306,724
720	Nov./12	22.331,270	49.047,96	26.716,685	19.236.013,484
744	Dez./12	22.925,422	48.415,01	25.489,589	18.964.2540
744	Jan./13	21.870,914	64.250,17	42.379,258	31.530.1680
673	Fev./13	20.620,172	51.411,92	30.791,751	20.722.848,215
744	Mar./13	22.923,925	50.260,21	27.336,286	20.338.1970
720	Abr./13	21.858,624	49.262,23	27.403,603	19.730.593,968
744	Maio/13	21.555,228	46.693,59	25.138,364	18.702.9430
720	Jun./13	20.943,618	46.405,02	25.461,404	18.332.210,839
744	Jul./13	21.754,290	46.195,82	24.441,530	18.184.4980
744	Ago./13	22.476,769	47.006,75	24.529,978	18.250.3040
720	Set./13	22.403,599	48.031,91	25.628,314	18.452.386,387
743	Out./13	23.674,376	48.118,17	24.443,792	18.161.737,376
720	Nov./13	23.389,946	47.688,34	24.298,394	17.494.843,710
744	Dez./13	24.503,895	47.098,76	22.594,860	16.810.5760
744	Jan./14	24.718,440	55.946,06	31.227,620	23.233.349,131
673	Fev./14	25.472,280	53.713,69	28.241,406	19.006.466,370
744	Mar./14	24.222,640	51.867,42	27.644,780	20.567.716,525
720	Abr./14	23.120,393	47.649,42	24.529,025	17.660.897,954
744	Maio/14	22.292,225	46.351,27	24.059,040	17.899.925,558
720	Jun./14	21.672,643	47.242,98	25.570,334	18.410.640,670
744	Jul./14	21.794,516	48.804,89	27.010,375	20.095.719,342

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

ANEXO F – Carga (MWmédio) do sistema interligado brasileiro de janeiro de 2011 a julho de 2014

MÊS	2014	2013	2012	2011
Jan.	66.806,59	59.800,35	58.017,10	58.378
Fev.	68.844	62.500,18	61.377,66	61.205
Mar.	65.466,59	61.677,42	62.182,81	59.342
Abr.	62.487,55	59.597,73	59.466,37	58.819
Maio	60.249,26	57.964,77	56.880,48	56.926
Jun.	58.574,71	57.273,03	56.256,80	56.192
Jul.	58.904,10	58.379,48	55.839,06	54.775
Ago.		60.151,97	57.266	57.167
Set.		60.937,17	57.937,20	56.784
Out.		62.059,84	59.345,57	56.306,39
Nov.		61.831,73	57.321,19	56.801,80
Dez.		61.922,90	59.858	57.357,87
Média		60.341,38	58.479,02	57.504,50

Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>. Acesso em: 18 jul. 2014

ANEXO G – Carga (MWmédio) no mercado livre brasileiro de energia de janeiro de 2011 a julho de 2014.

MÊS	2014	2013	2012	2011
Jan.	18.705,85	16.744,10	16.244,79	16.345,84
Fev.	19.276,32	17.500,05	17.185,74	17.137,40
Mar.	18.330,65	17.269,68	17.411,19	16.615,76
Abr.	17.496,51	16.687,37	16.650,58	16.469,32
Maio	16.869,79	16.230,14	15.926,54	15.939,28
Jun.	16.400,92	16.036,45	15.751,90	15.733,76
Jul.	16.493,15	16.346,26	15.634,94	15.337
Ago.		16.842,55	16.034,48	16.006,76
Set.		17.062,41	16.222,42	15.899,52
Out.		17.376,75	16.616,76	15.765,79
Nov.		17.312,89	16.049,93	15.904,50
Dez.		17.338,41	16.760,24	16.060,20
Média		16.895,59	16.374,13	16.101,26

Fonte: OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>. Acesso em: 18 jul. 2014