

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico.....	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas.....	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova.....	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU.....	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU.....	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU.....	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB.....	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh.....	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh.....	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh.....	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh.....	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh.....	55
Figura 6.6 – Custos e ICB.....	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R).....	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO.....	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO.....	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO.....	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO.....	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006.....	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006.....	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007.....	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008.....	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008.....	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica.....	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação.....	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação.....	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal.....	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão.....	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação.....	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETRORÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

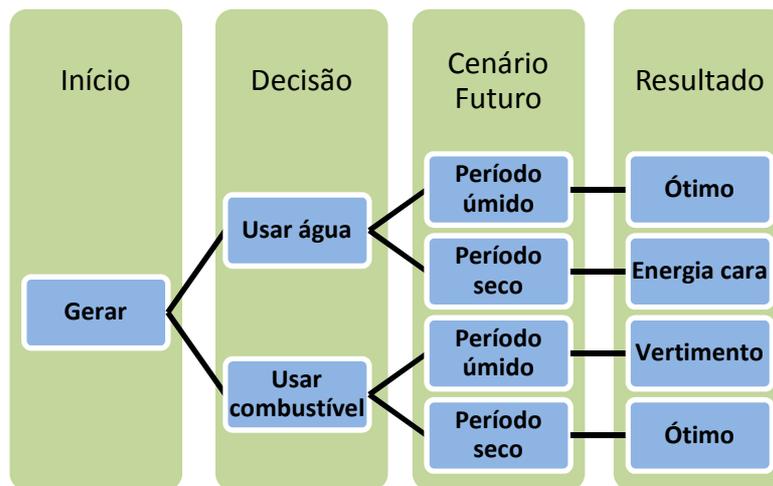


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será repostada nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$\text{Garantia Física} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times \text{CVU}) \times \text{Disp} \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

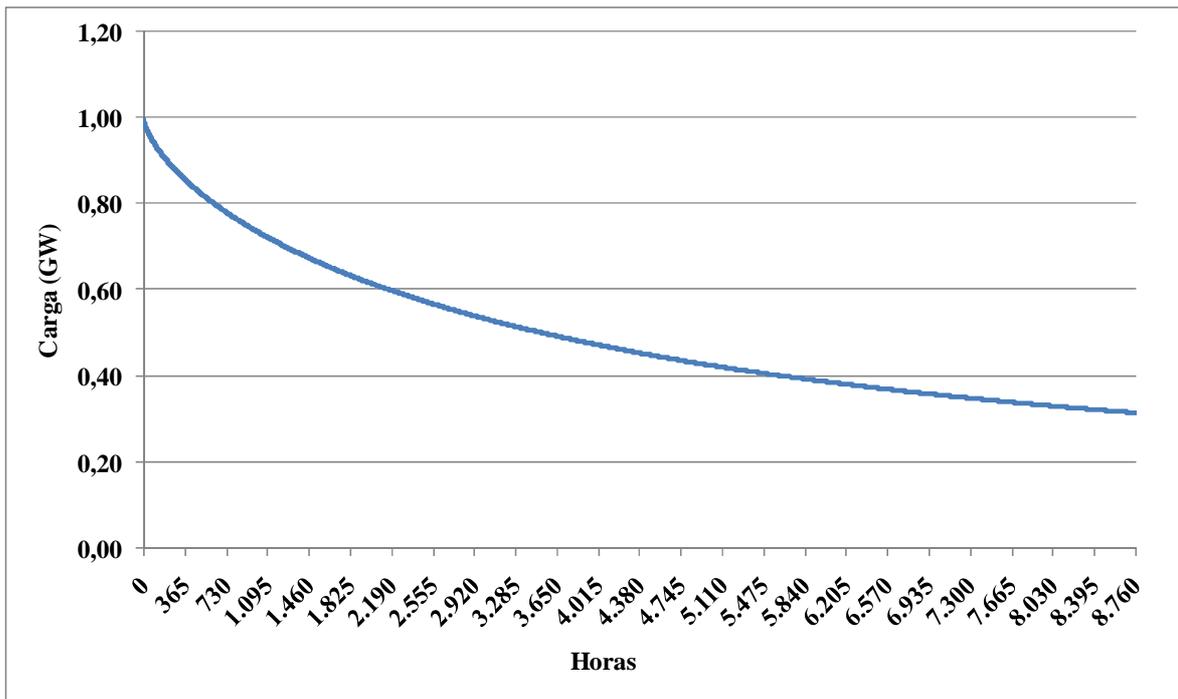


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

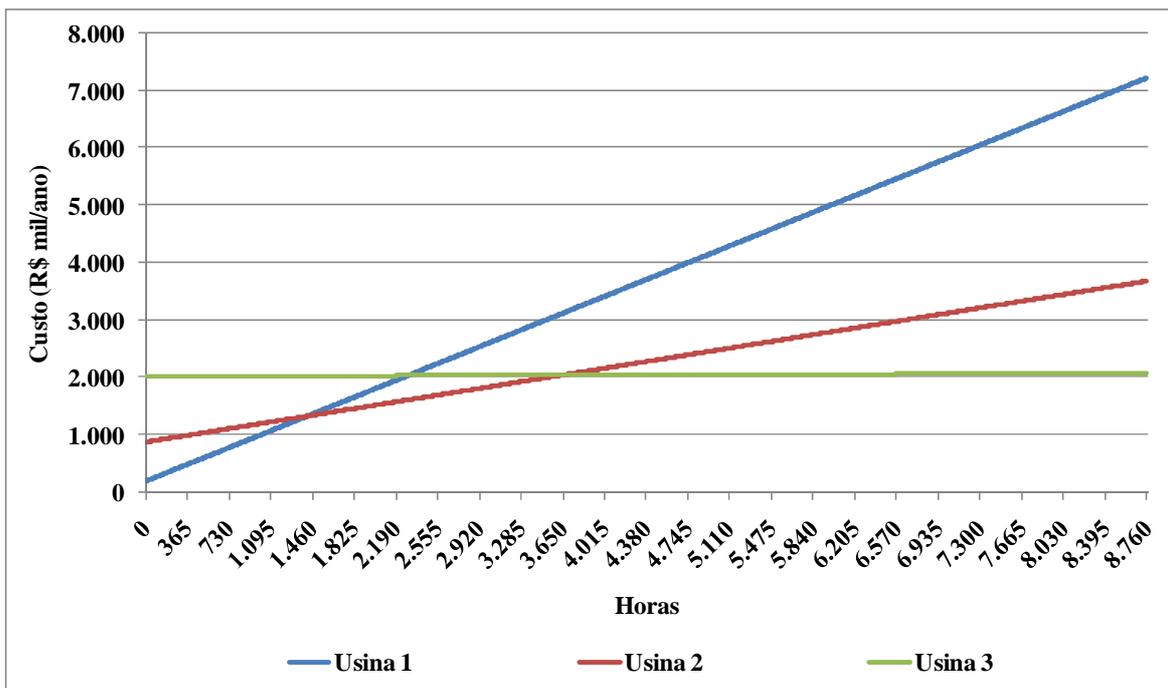


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

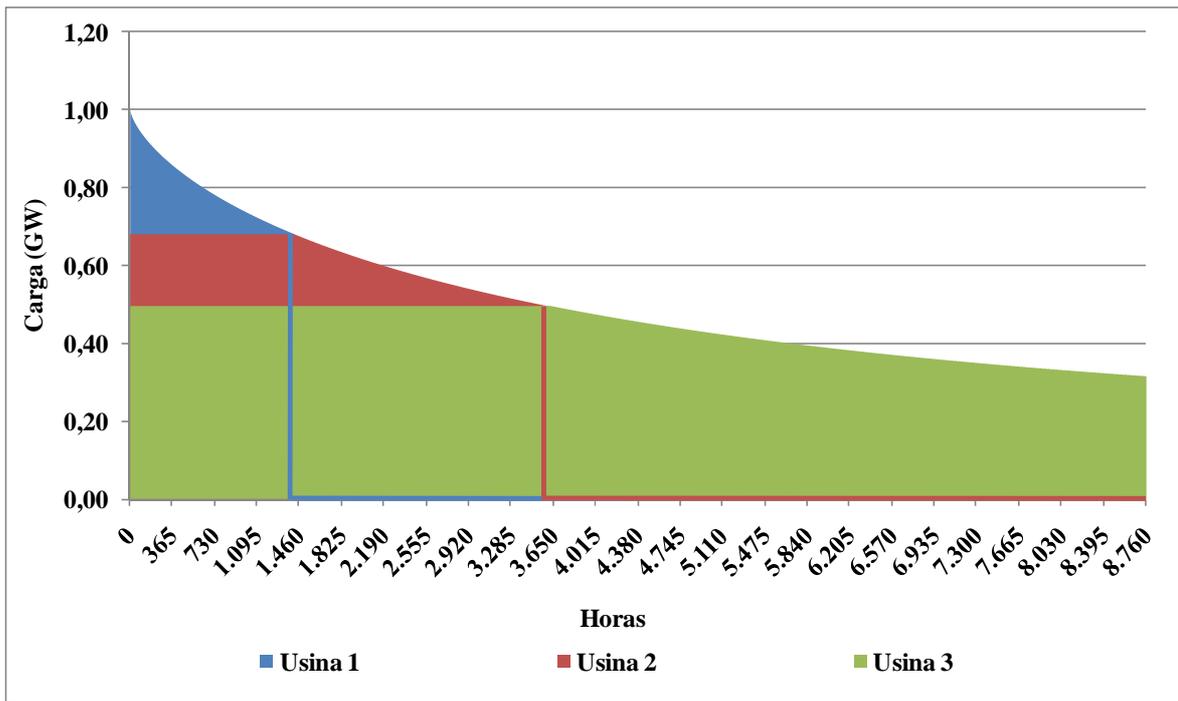


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

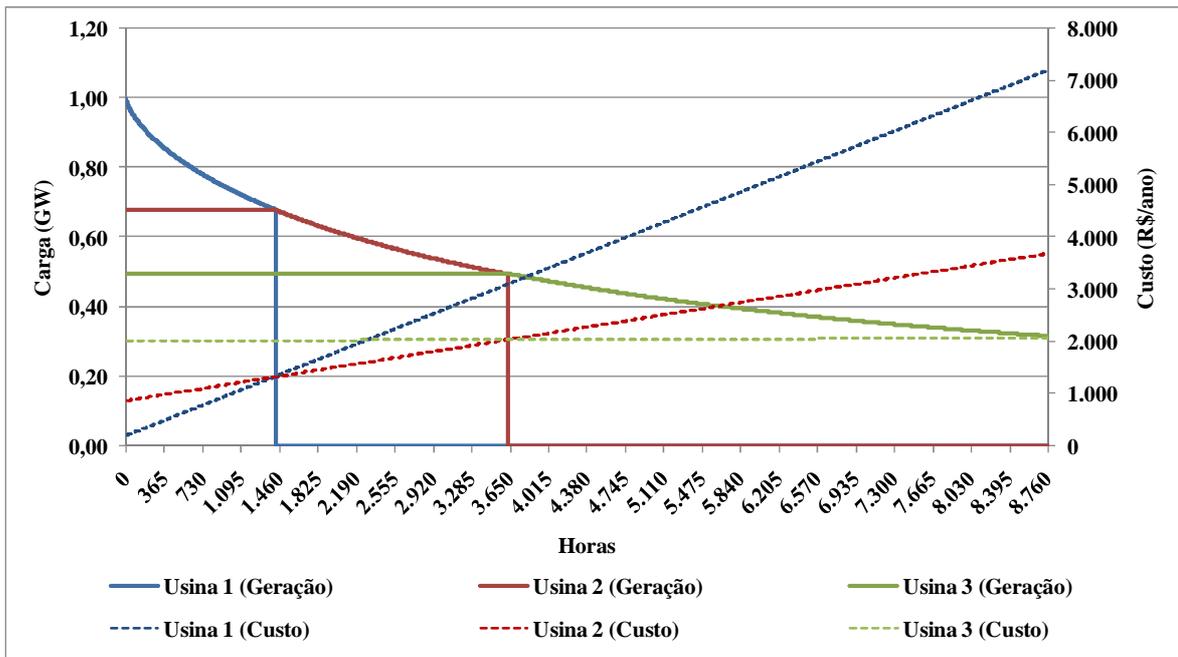


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

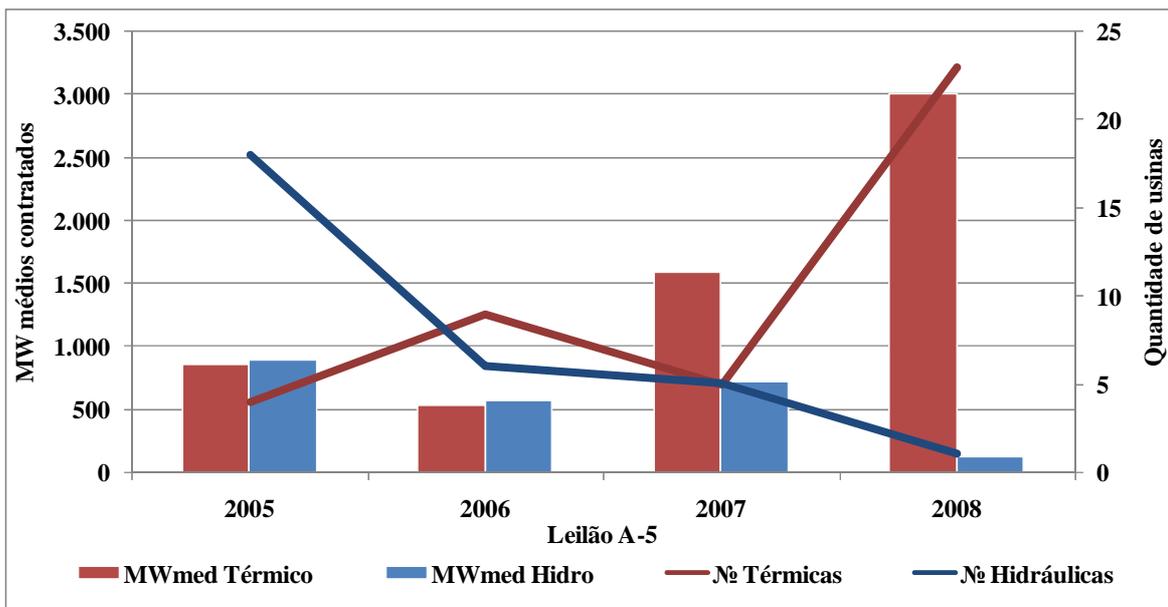


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

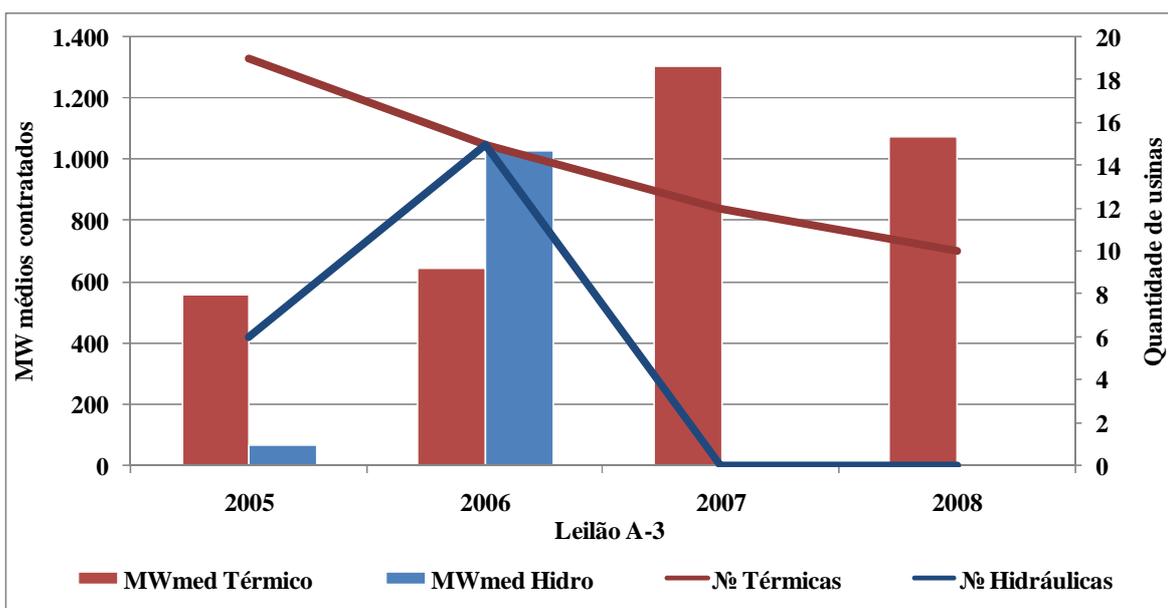


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

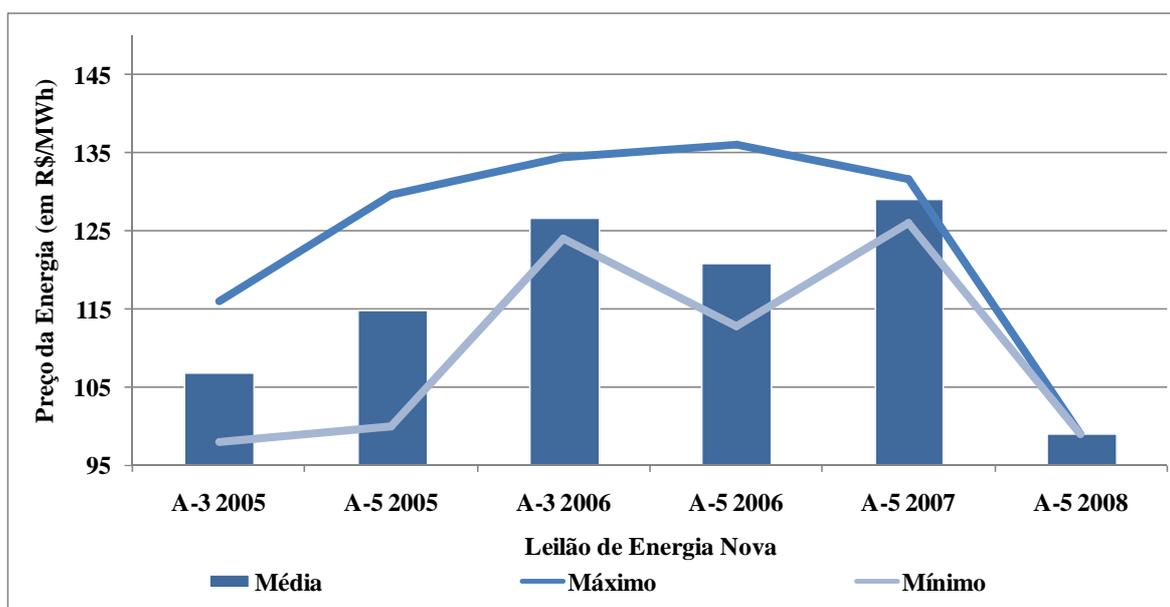


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

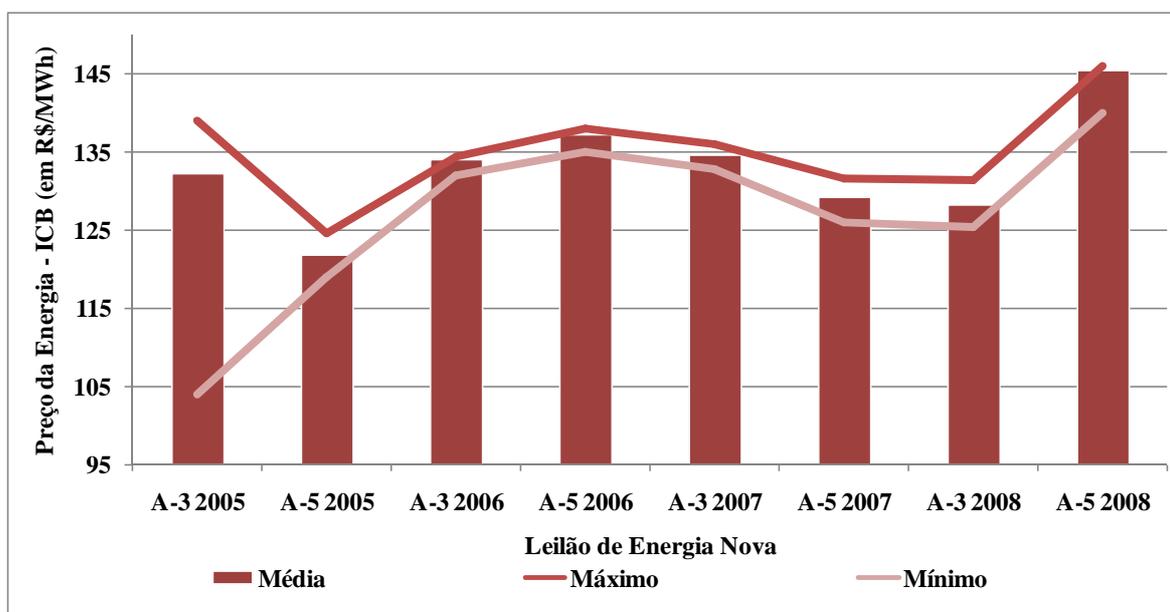


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

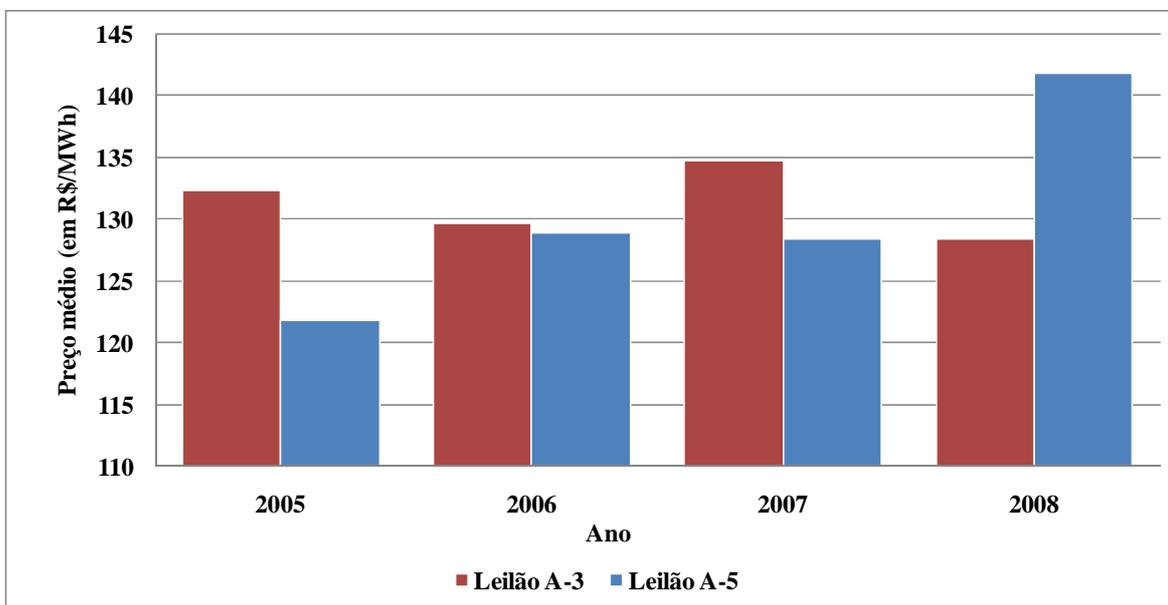


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se\ CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se\ CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

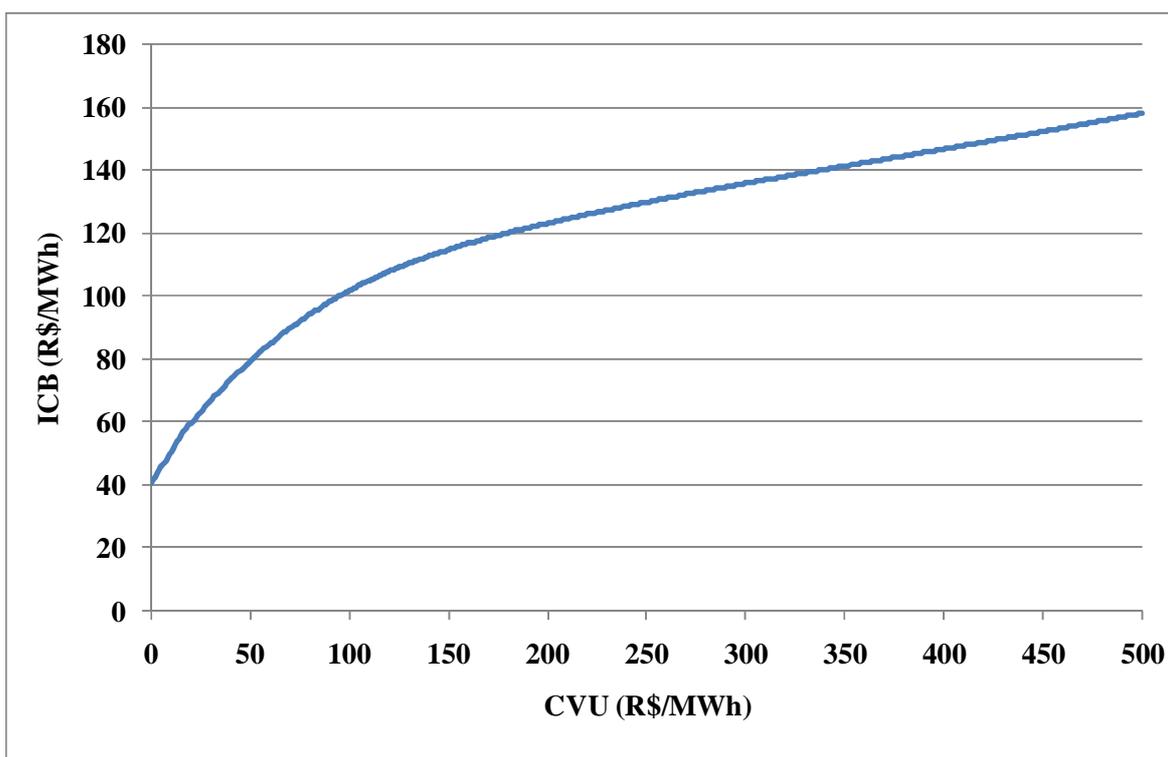


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

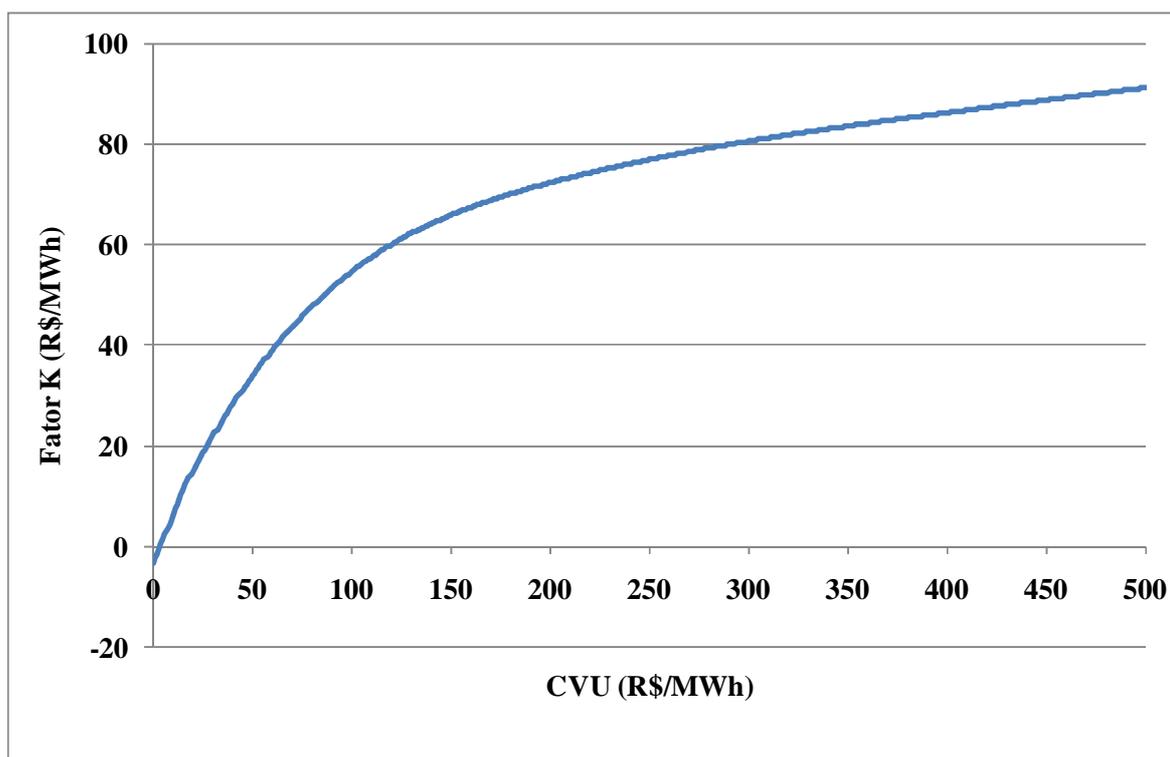


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

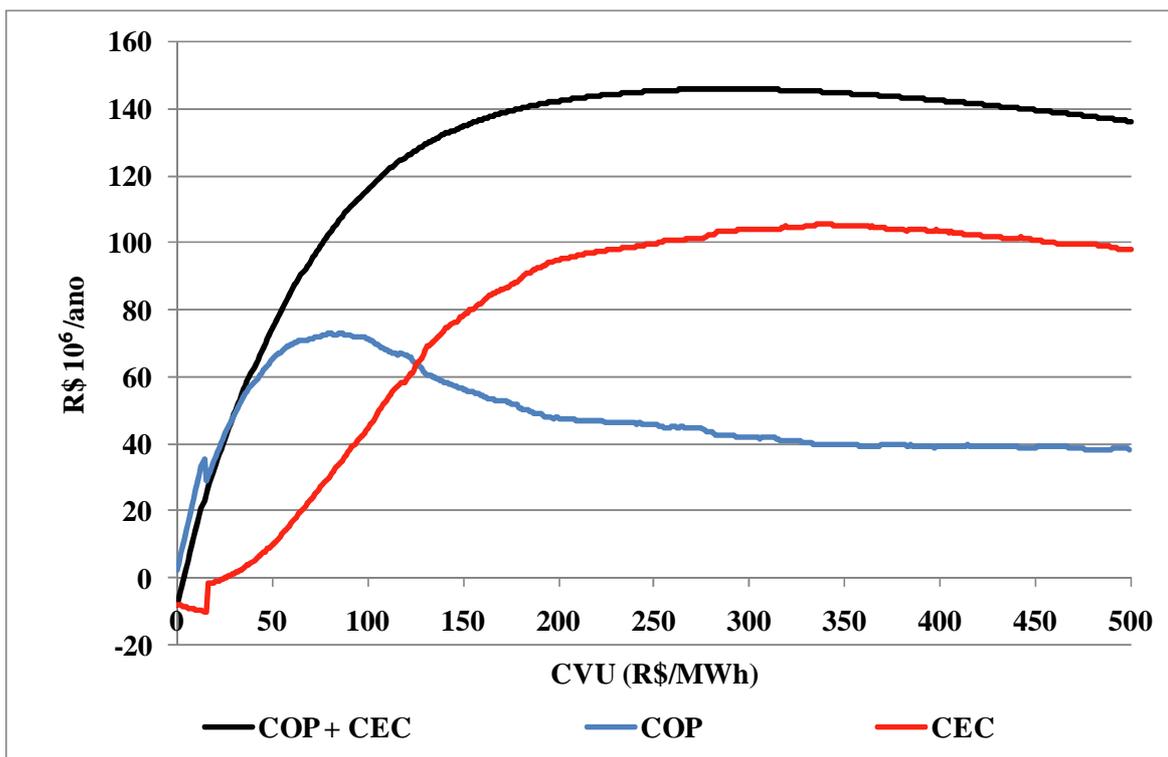


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

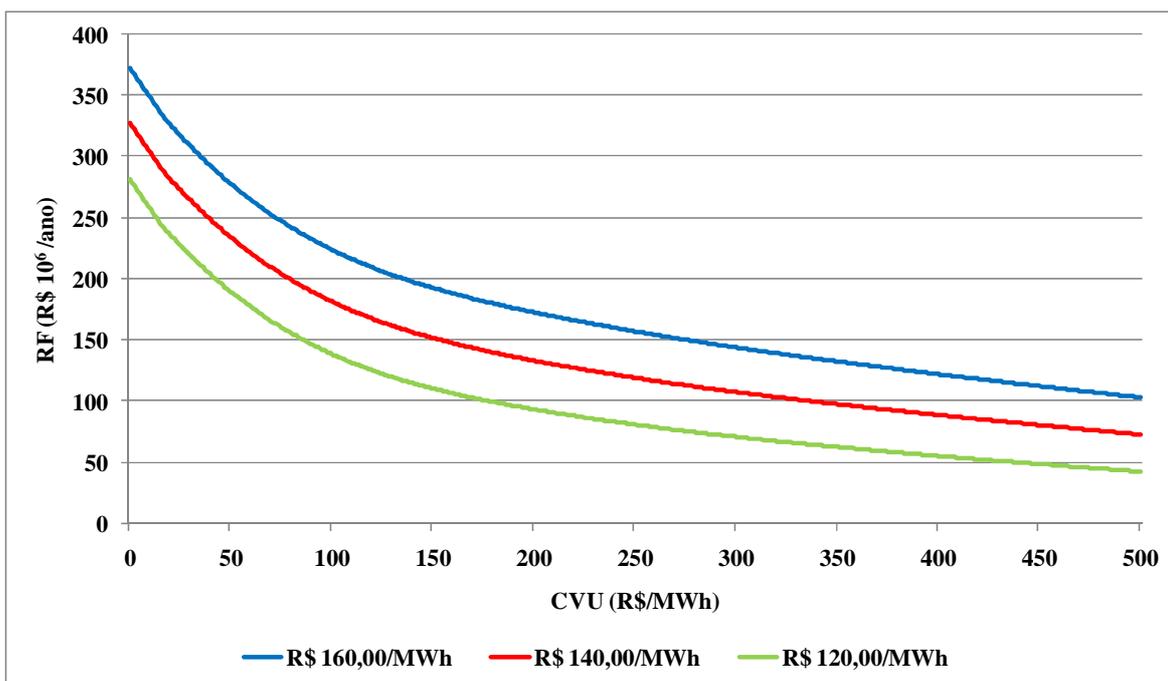


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra R , os declarados pela letra D . Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o $CV(D)$ inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como GERA(M).

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) \times (GERA(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

$GERA(M)$: será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em c cenários e m meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

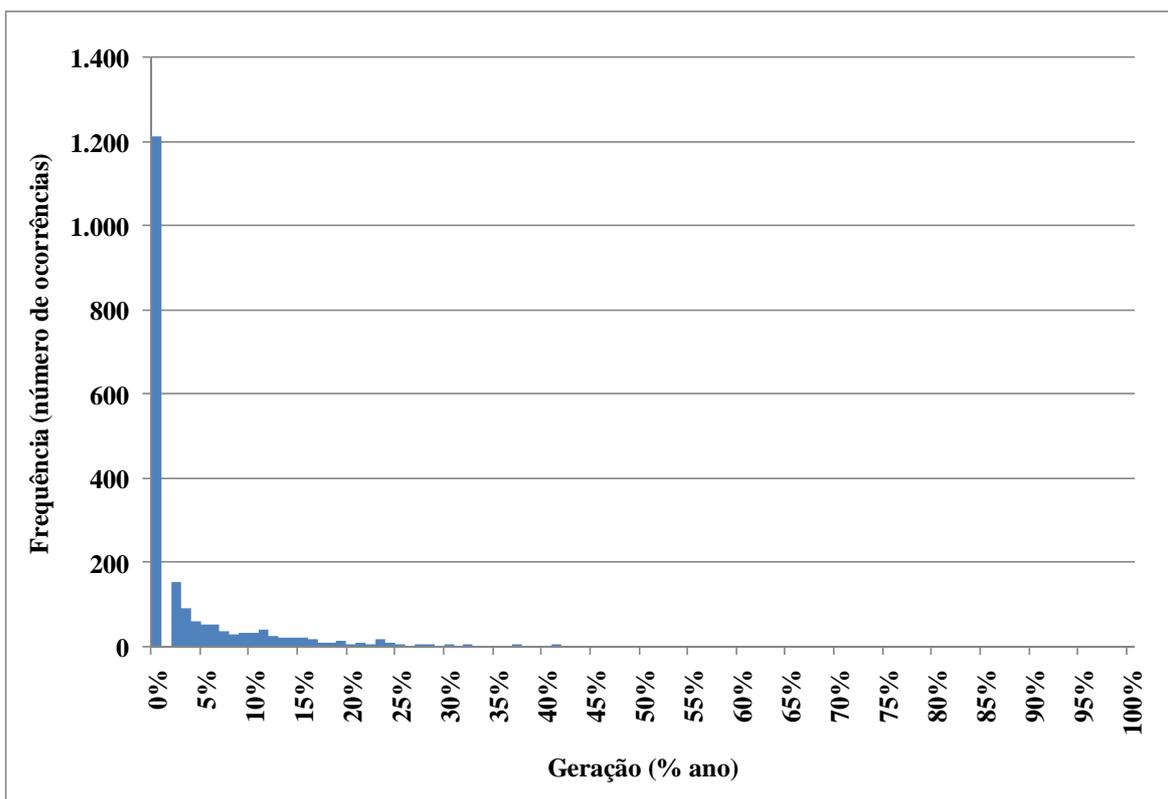


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

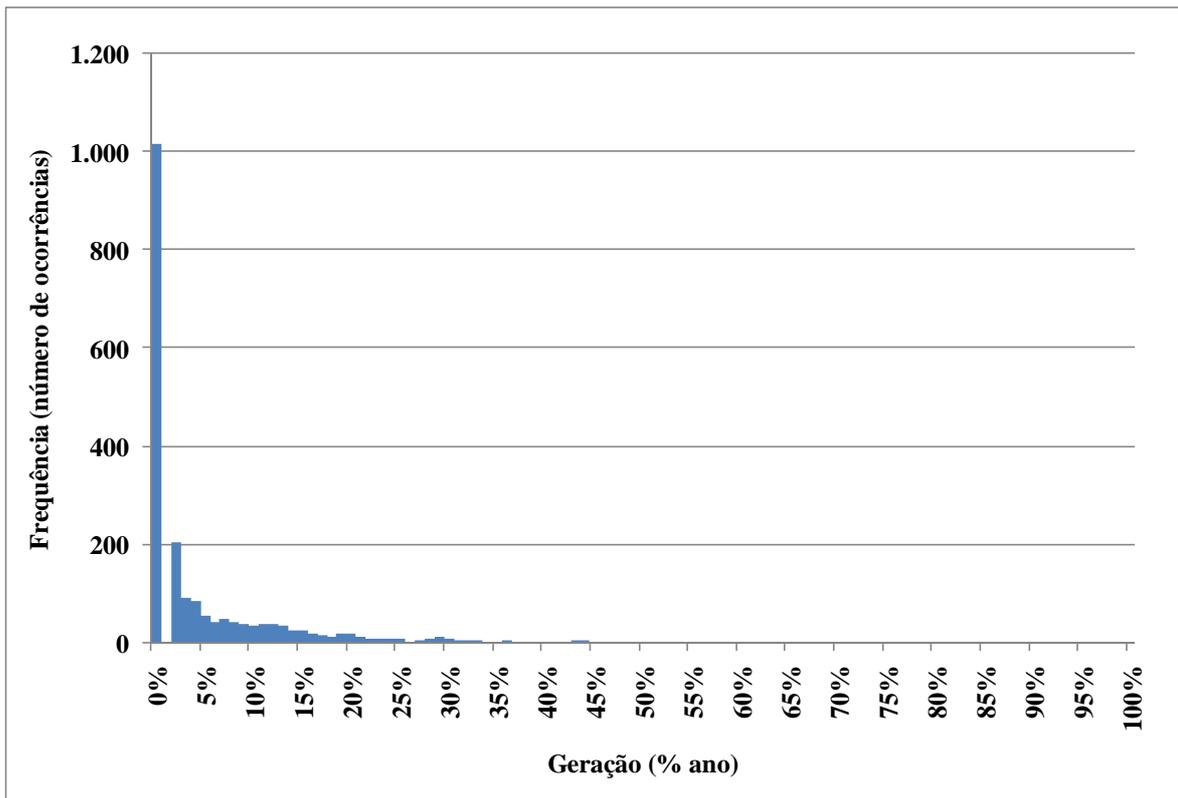


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

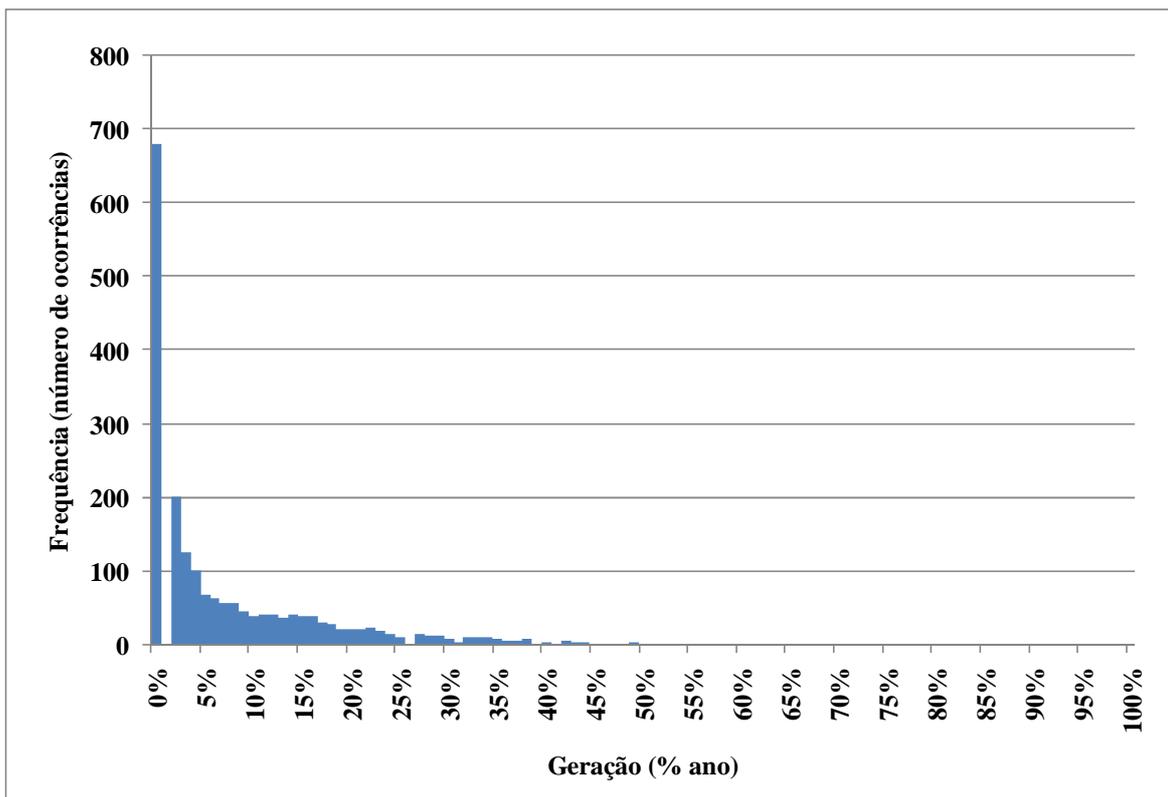


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

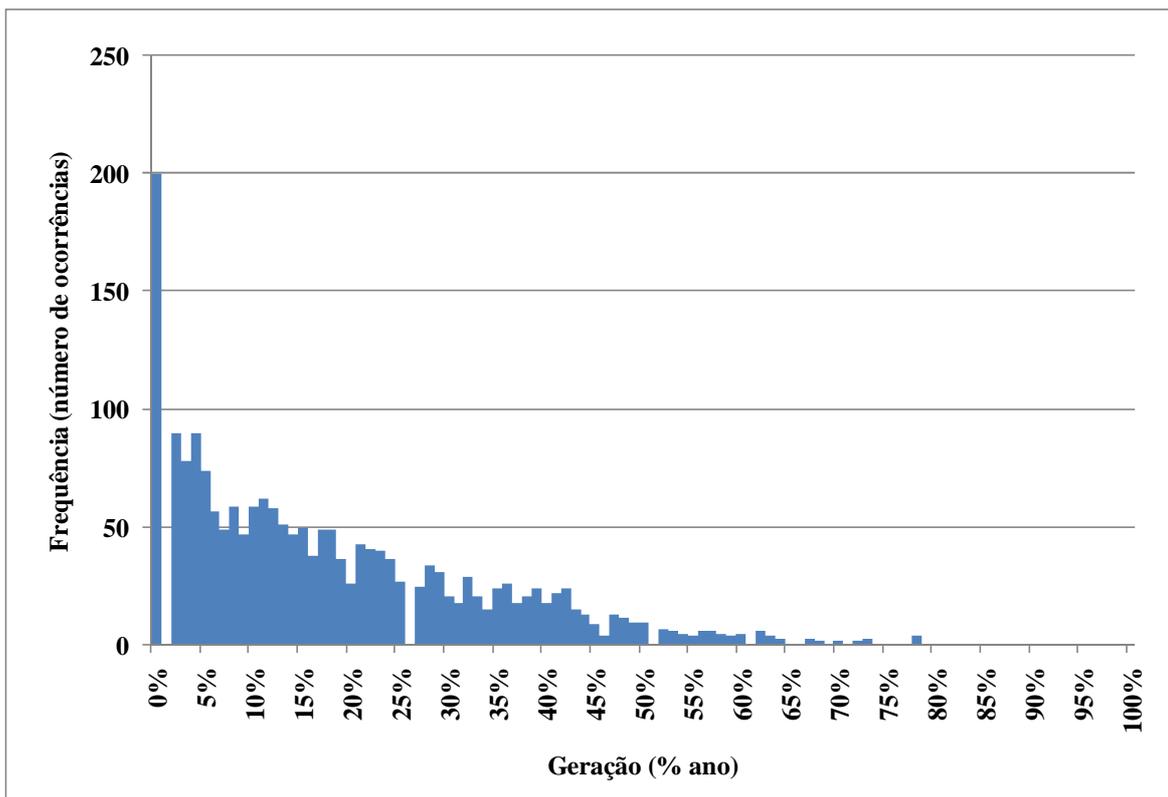


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

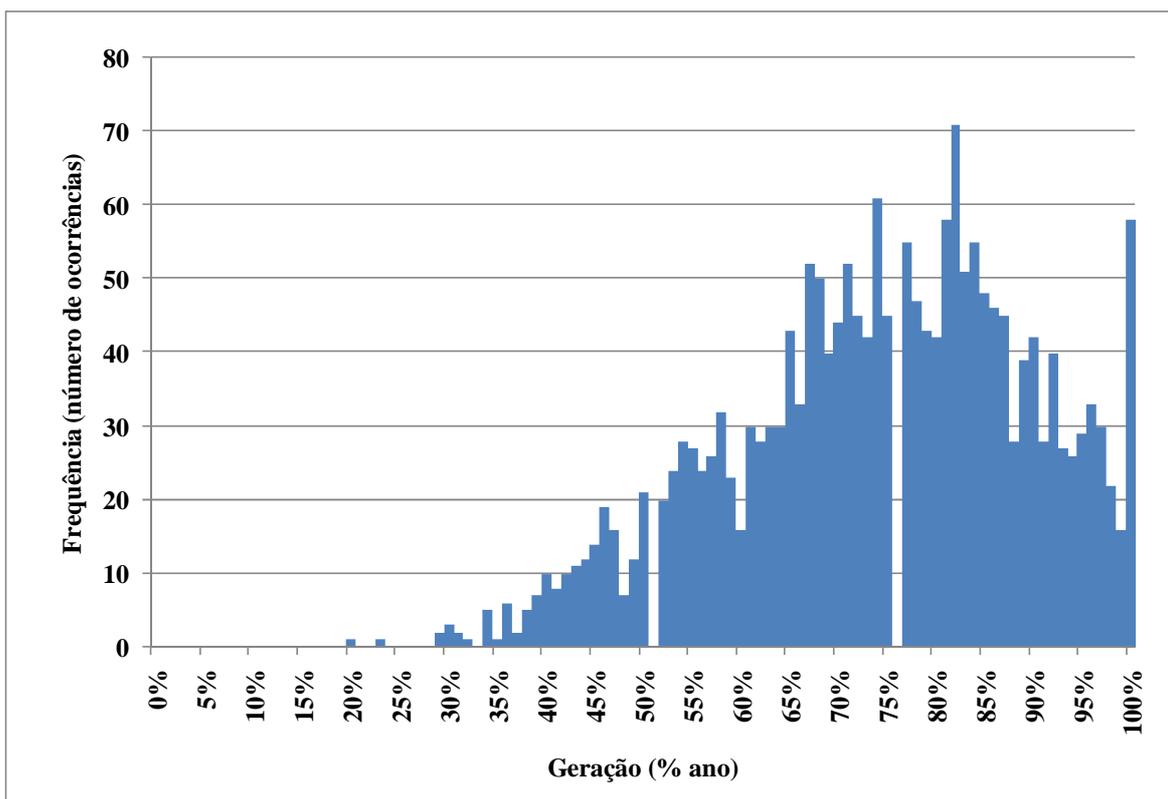


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

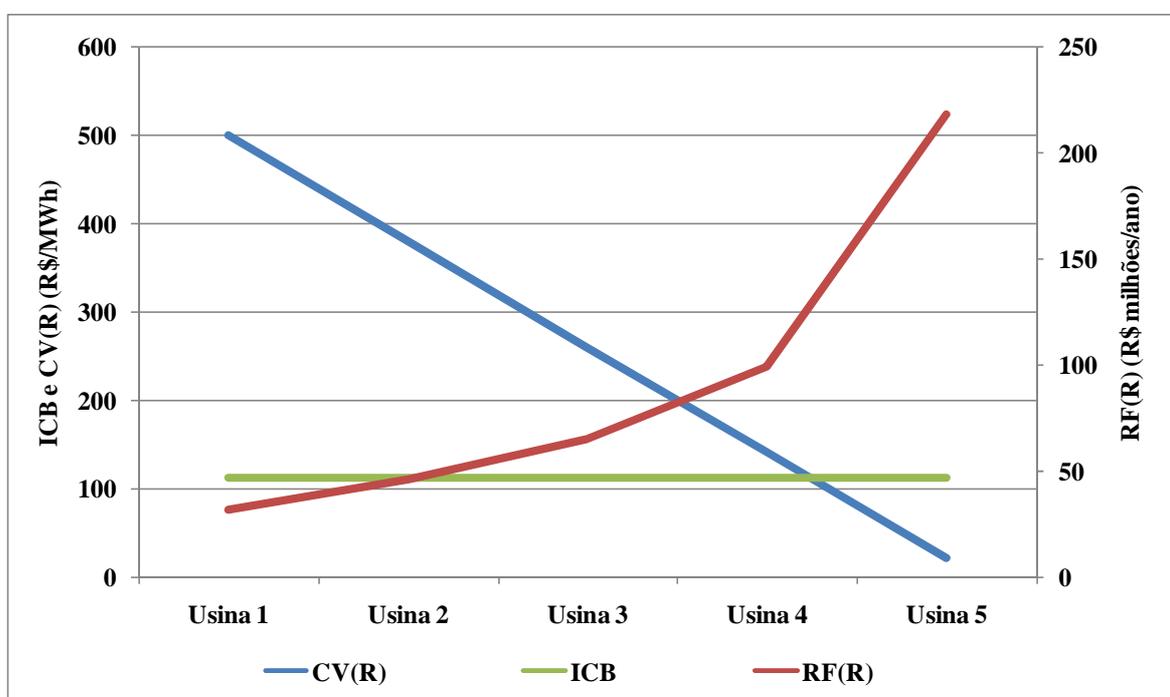


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

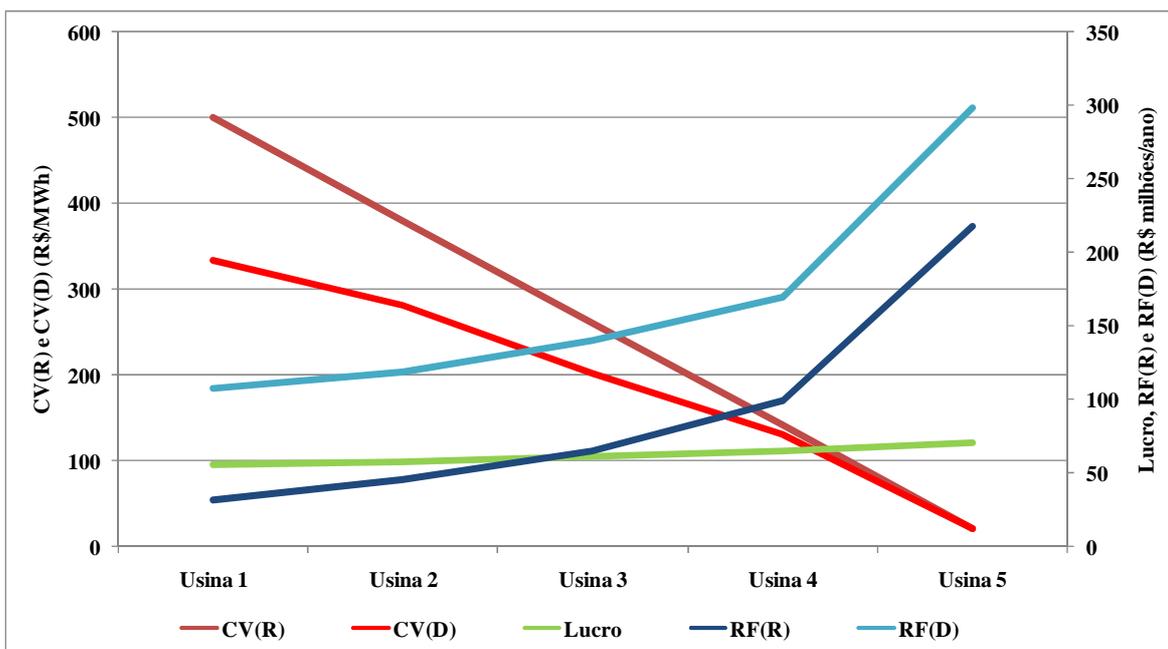


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

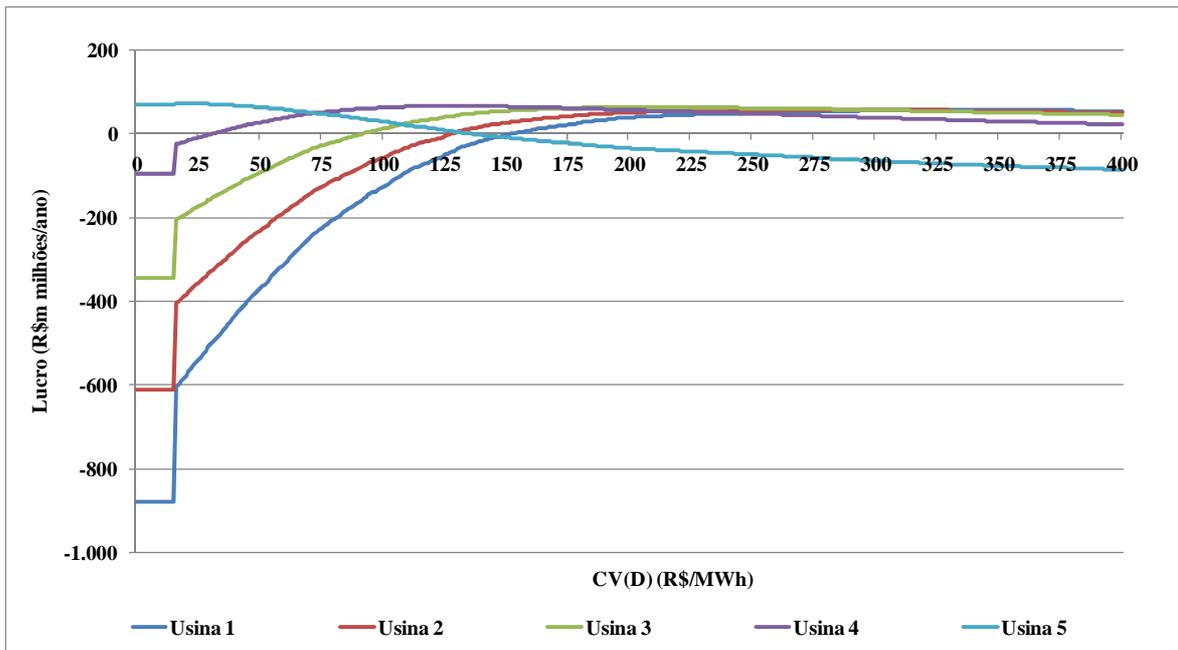


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

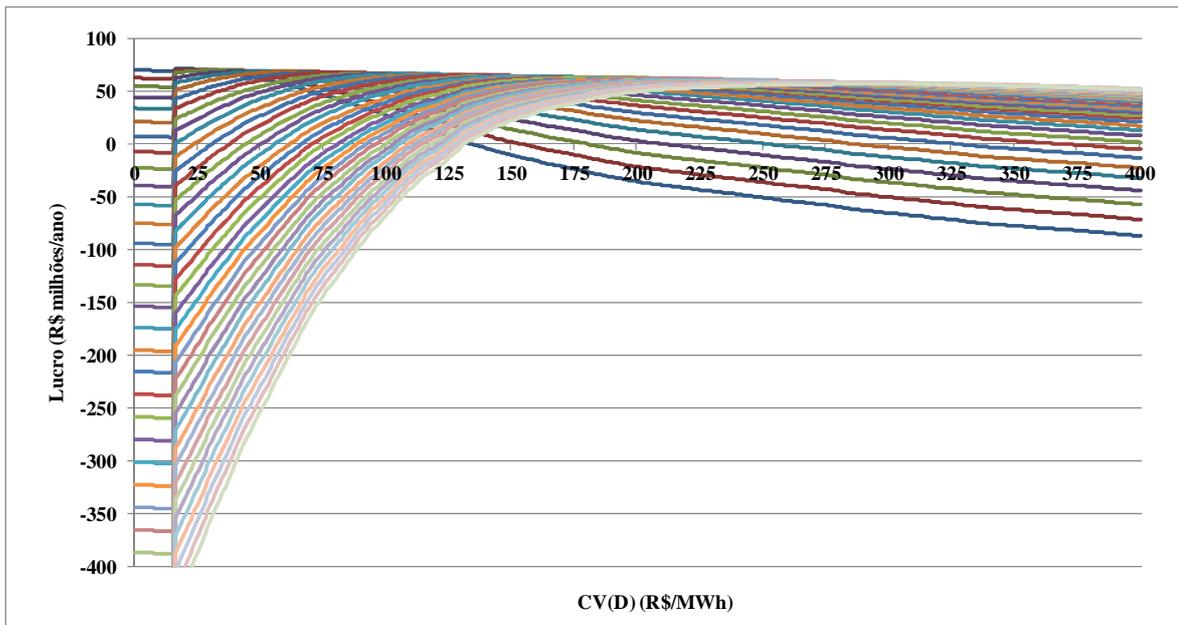


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

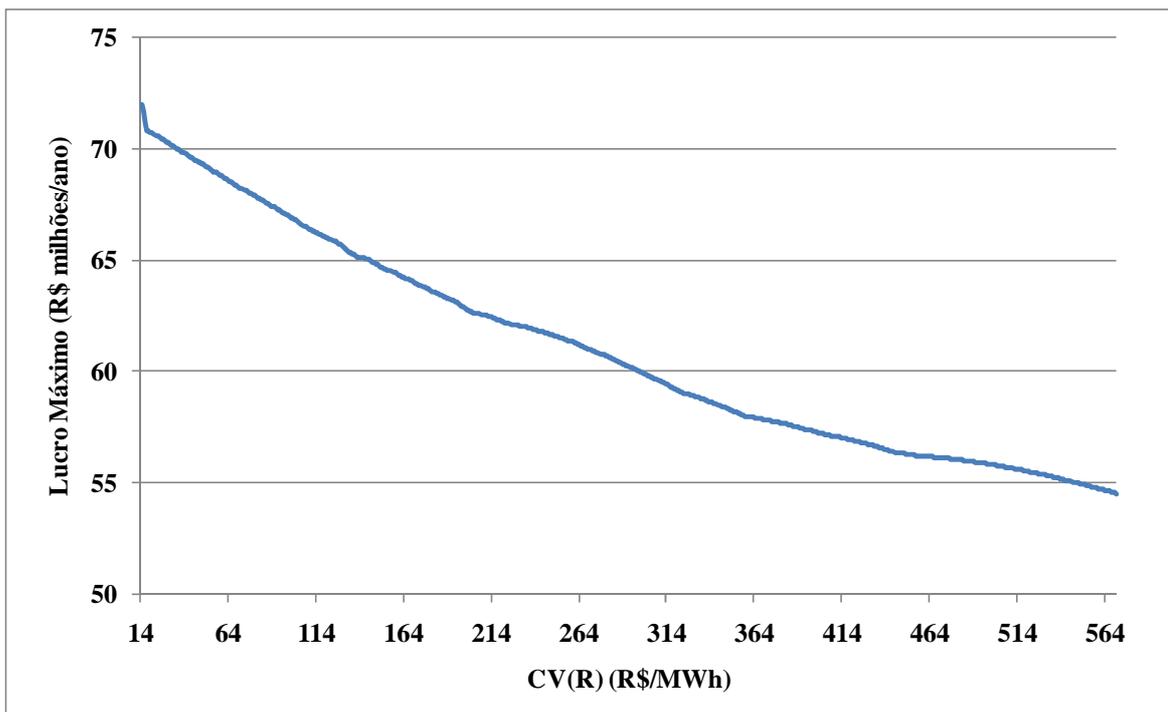


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:



Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

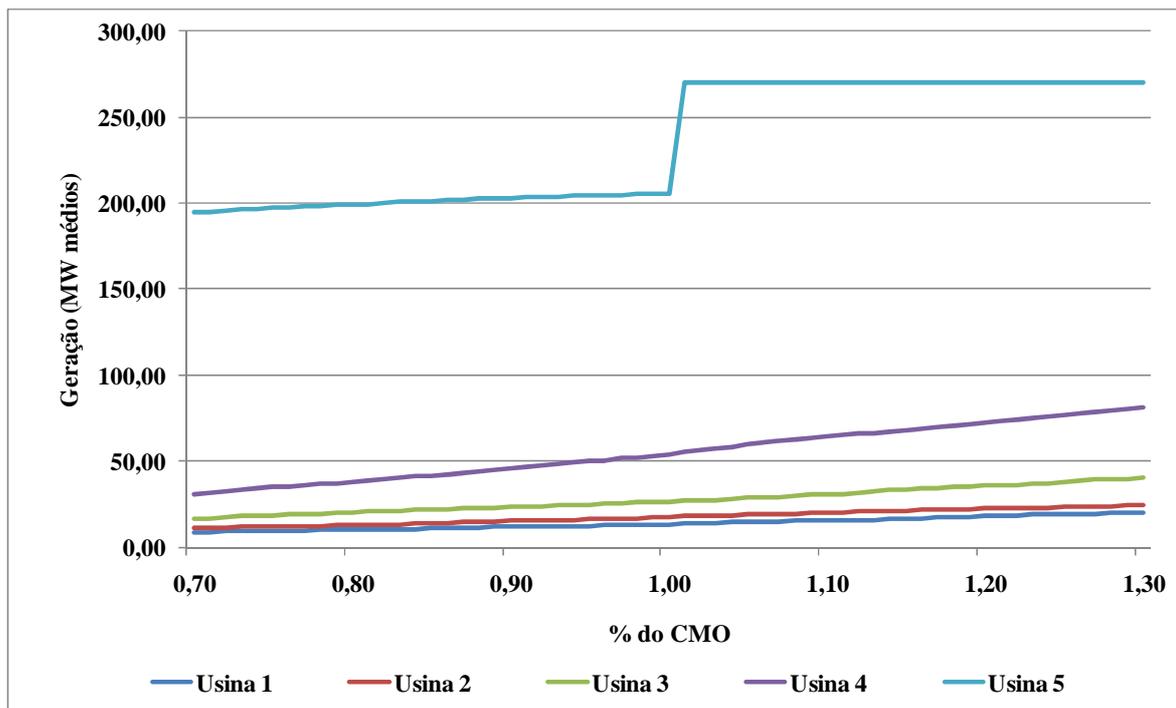


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

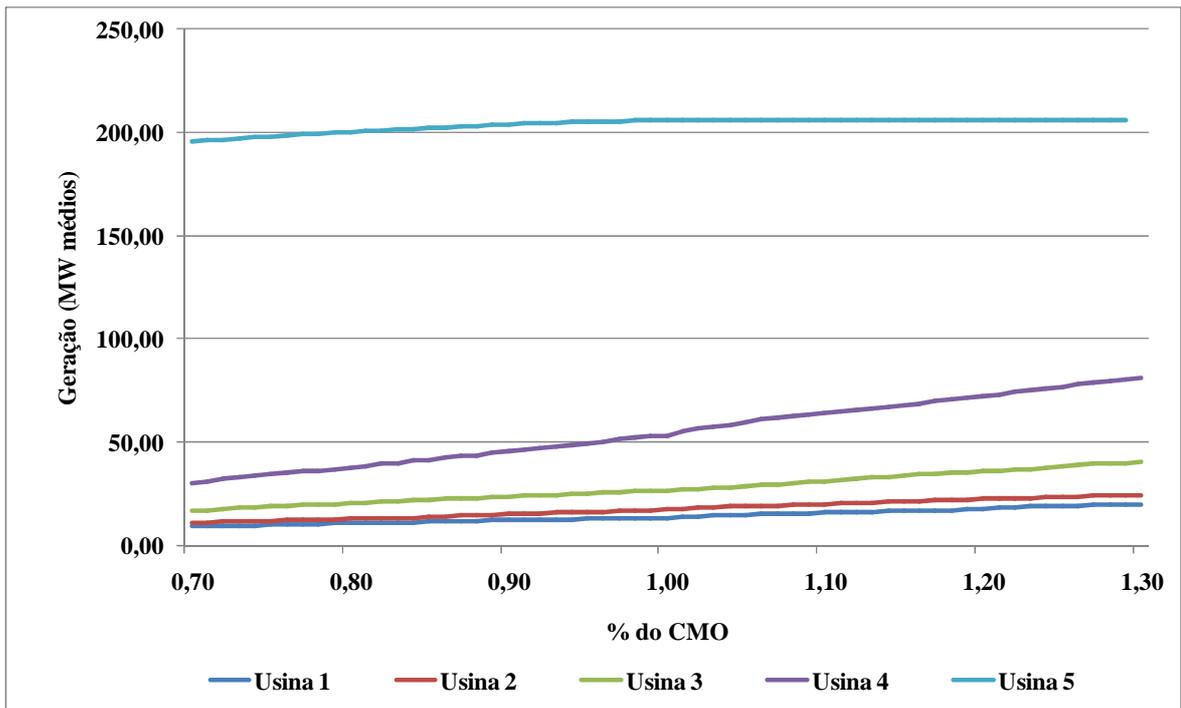


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

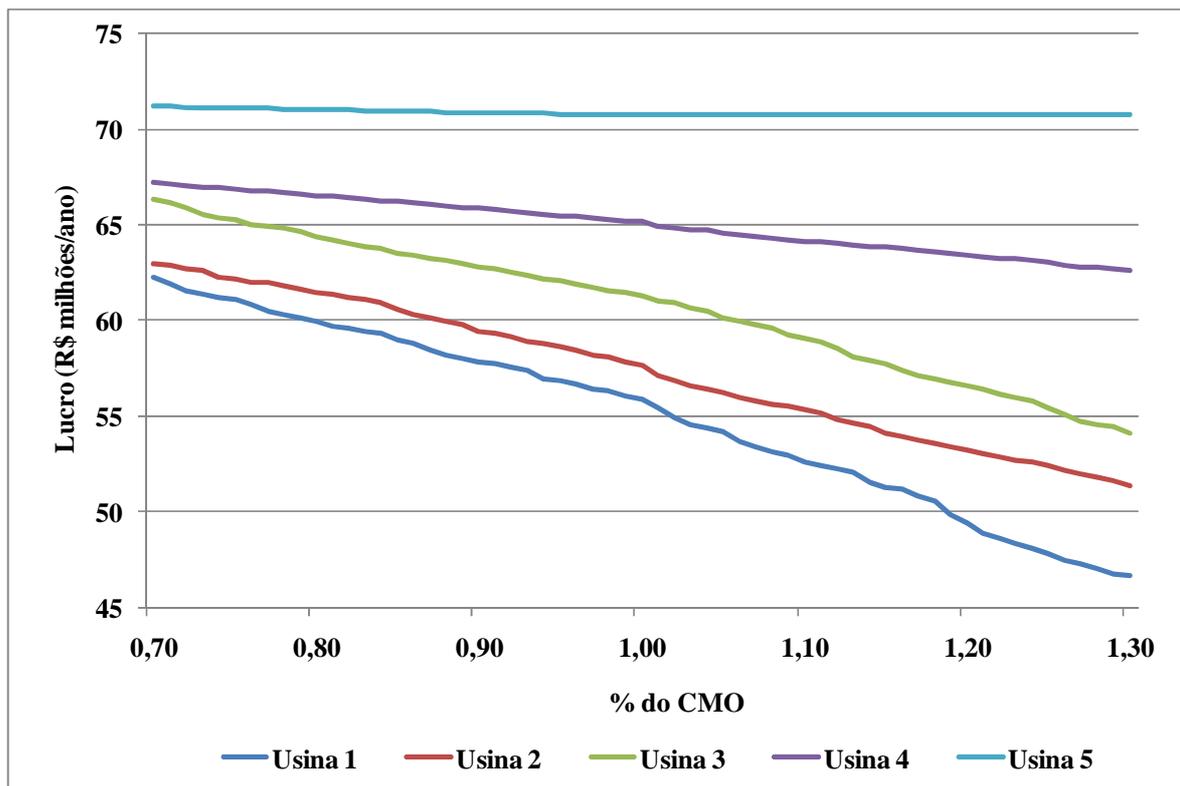


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

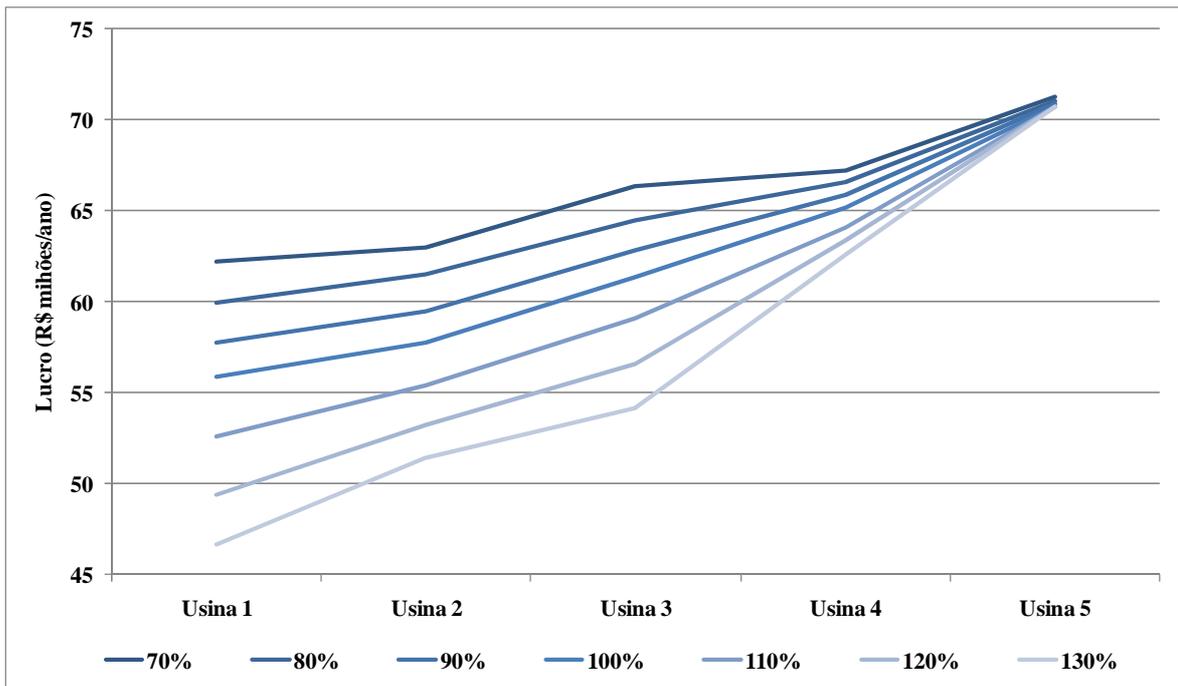


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

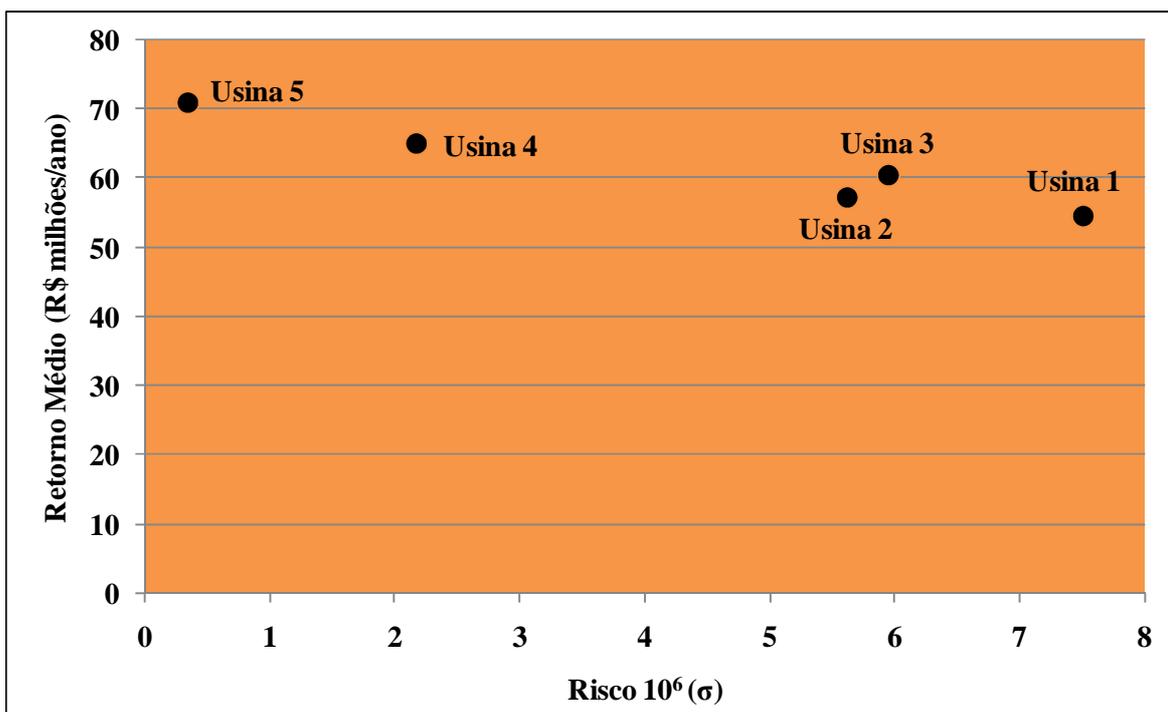


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

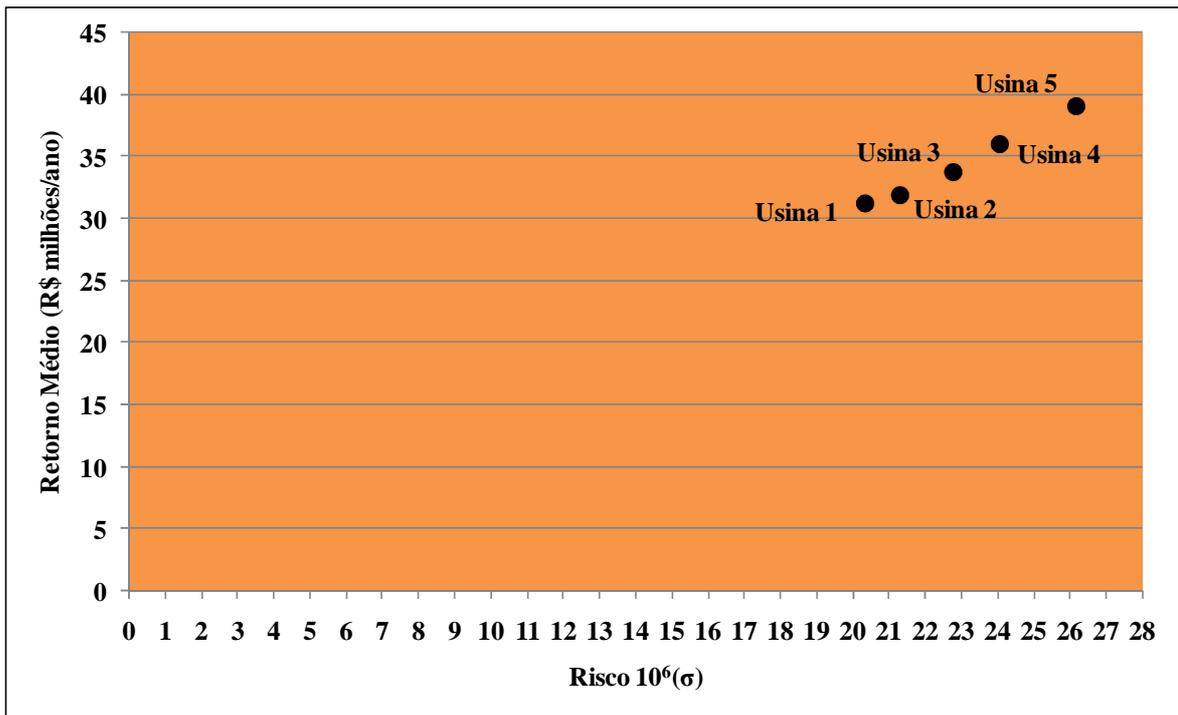


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

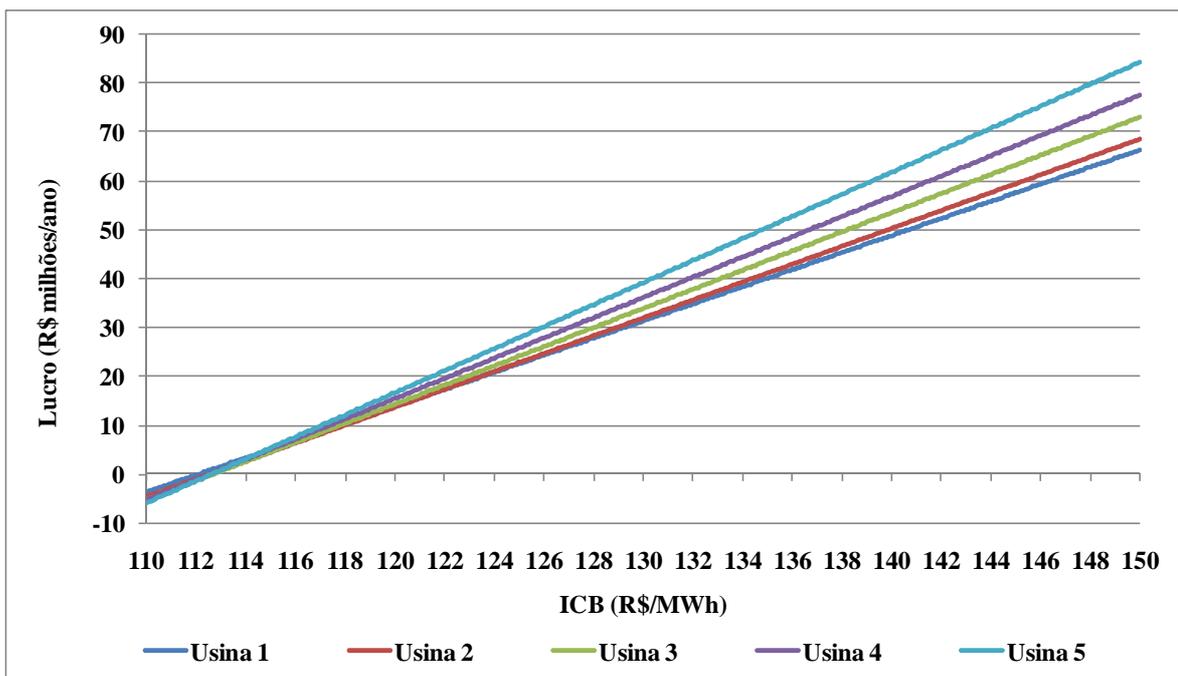


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

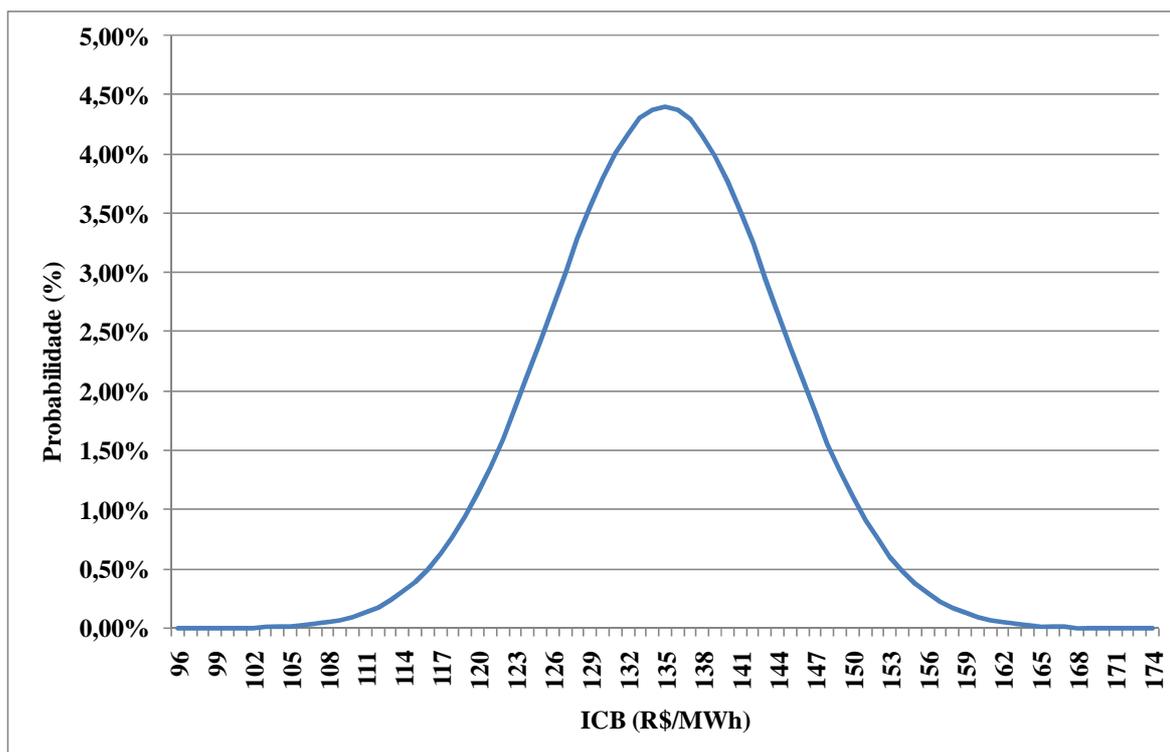


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

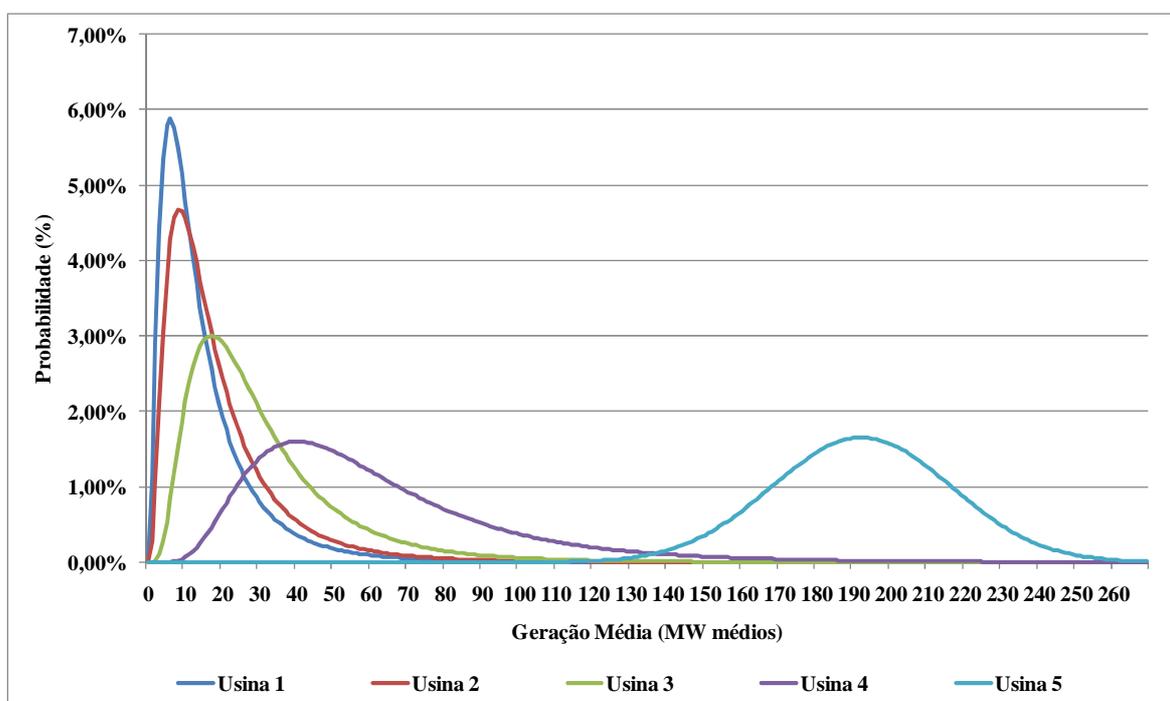


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

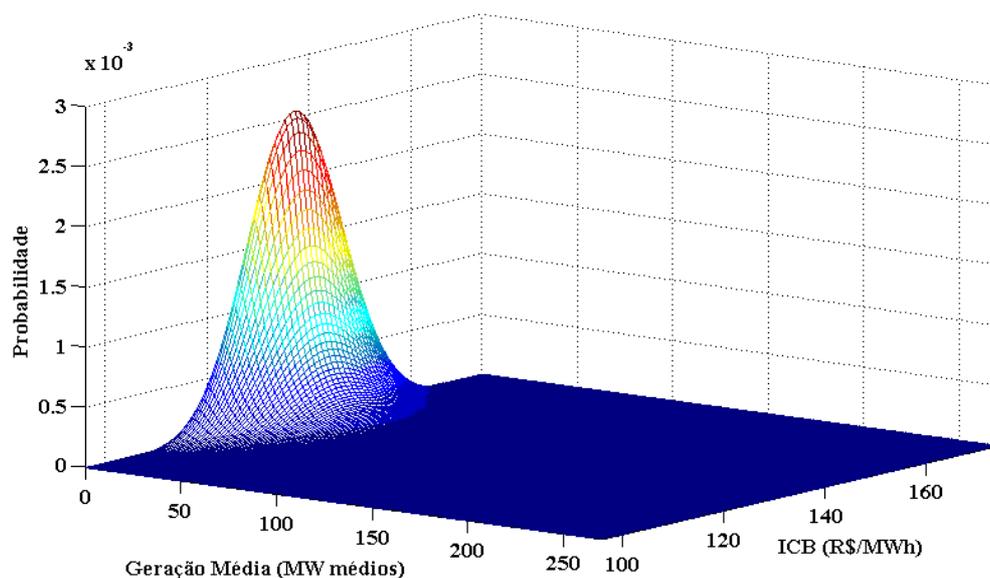


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

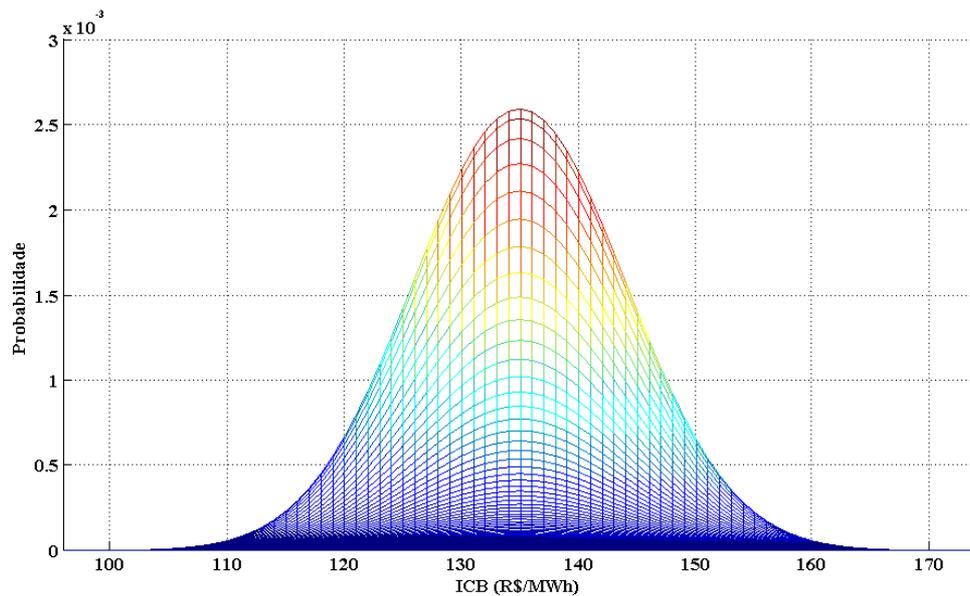


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

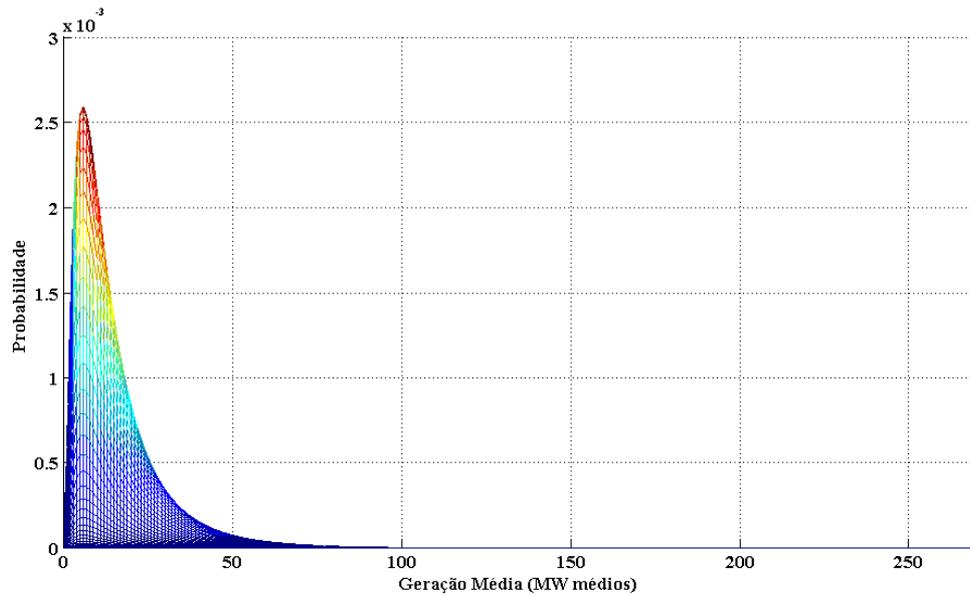


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

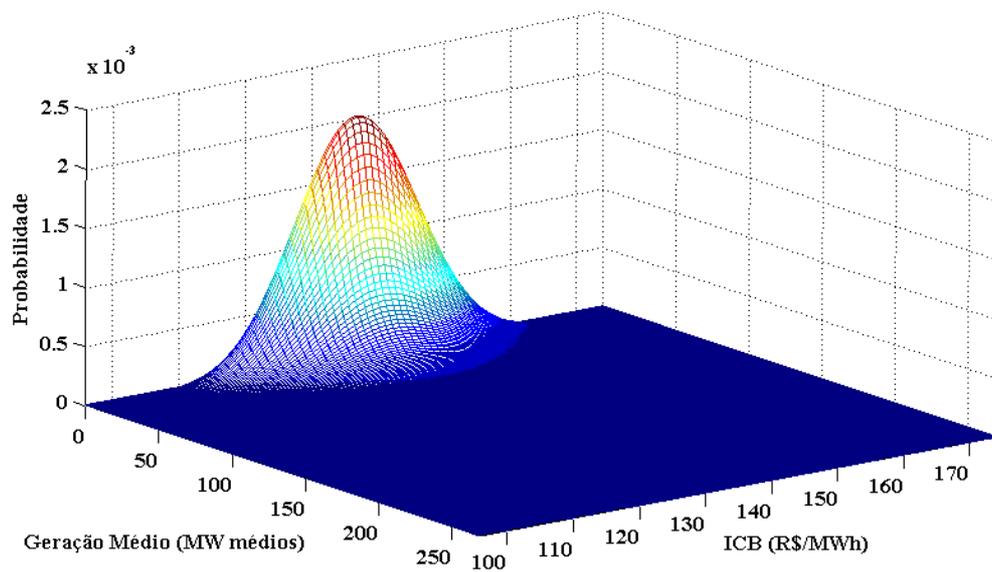


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

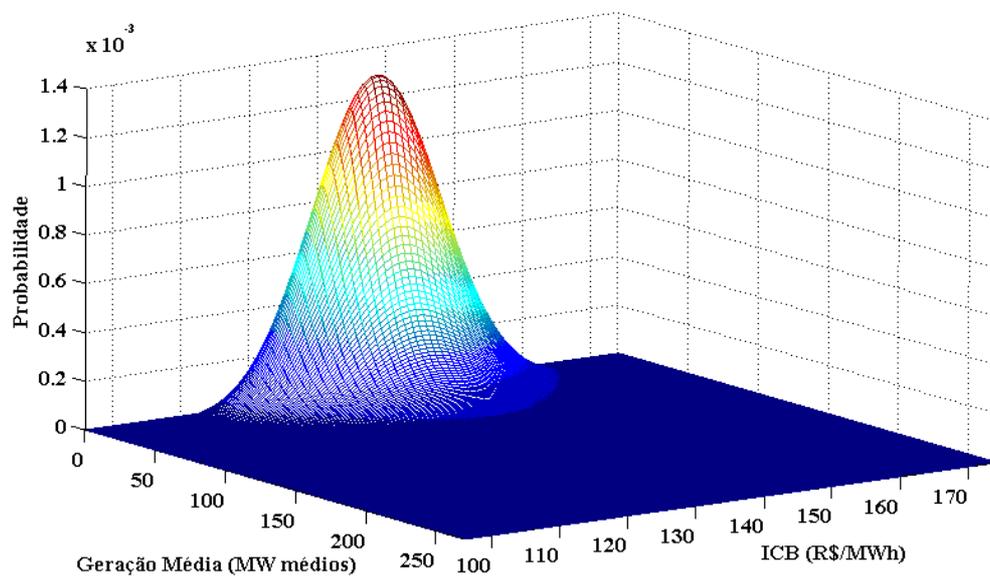


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

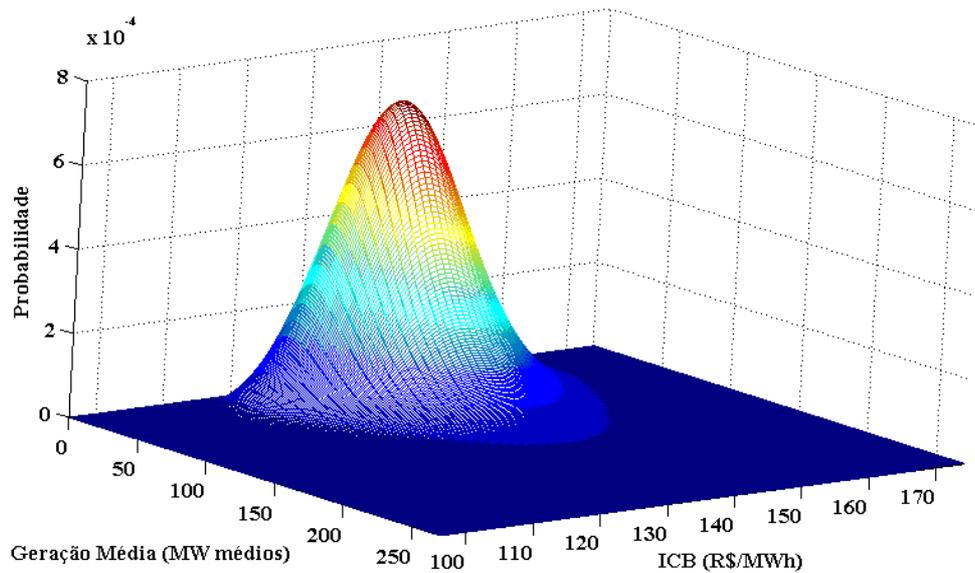


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

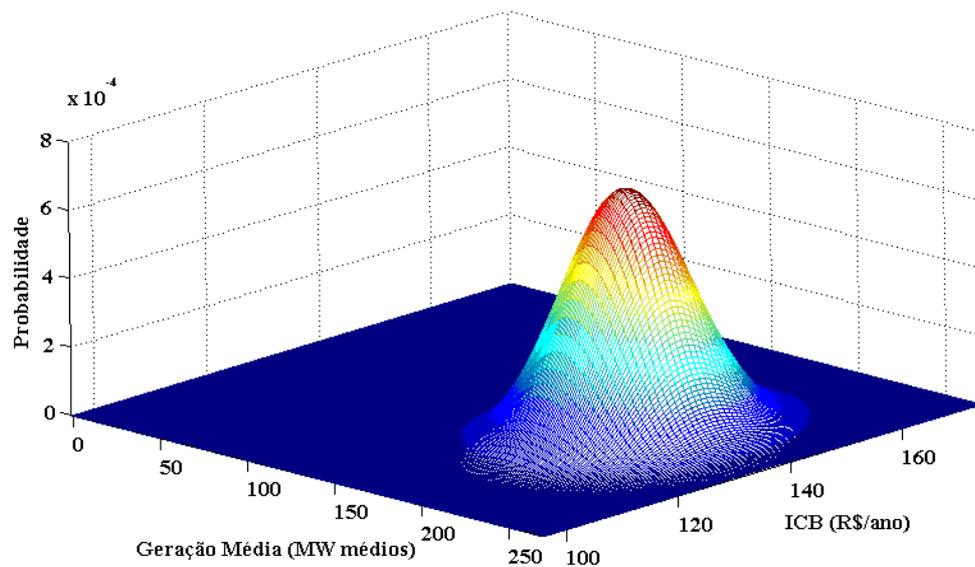


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

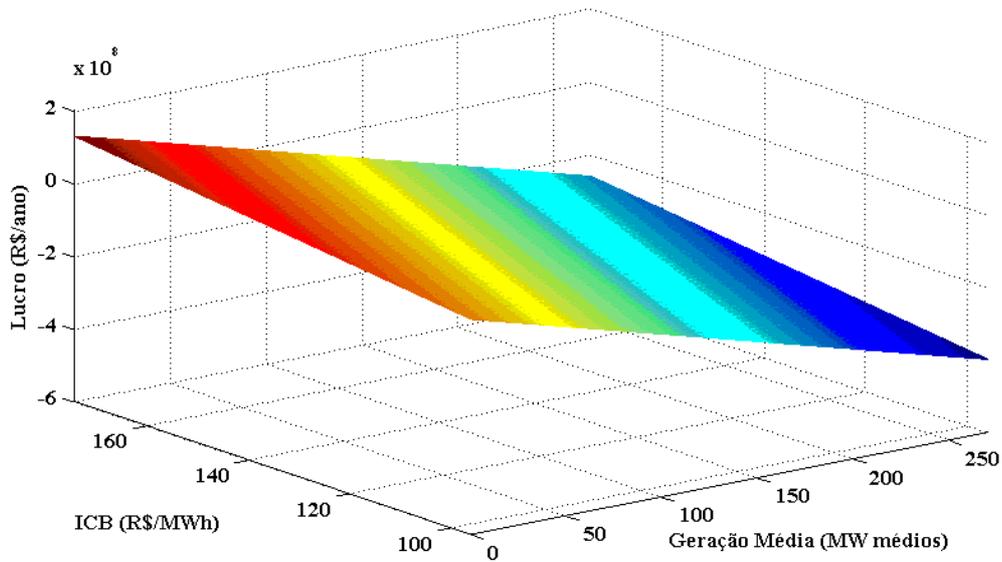


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

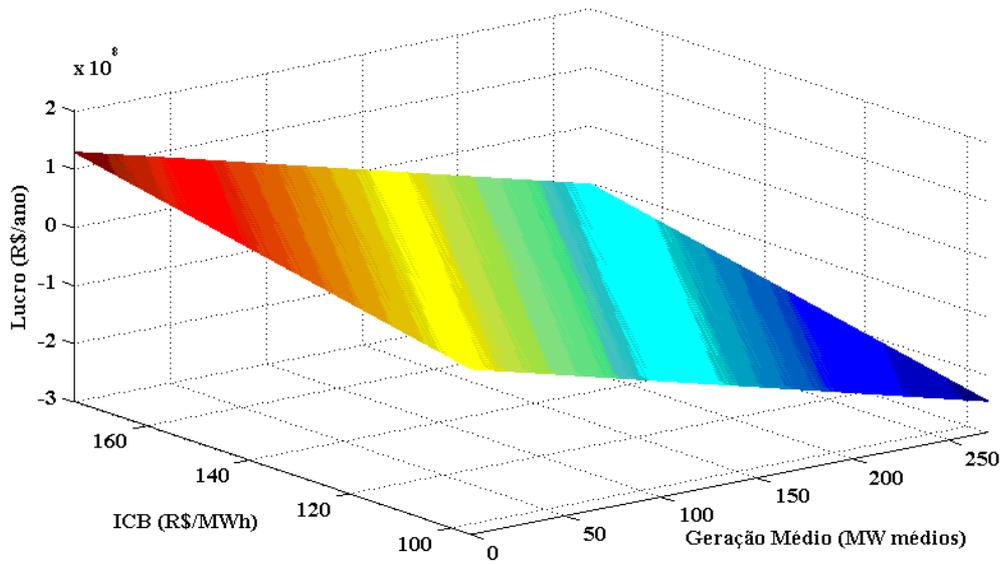


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

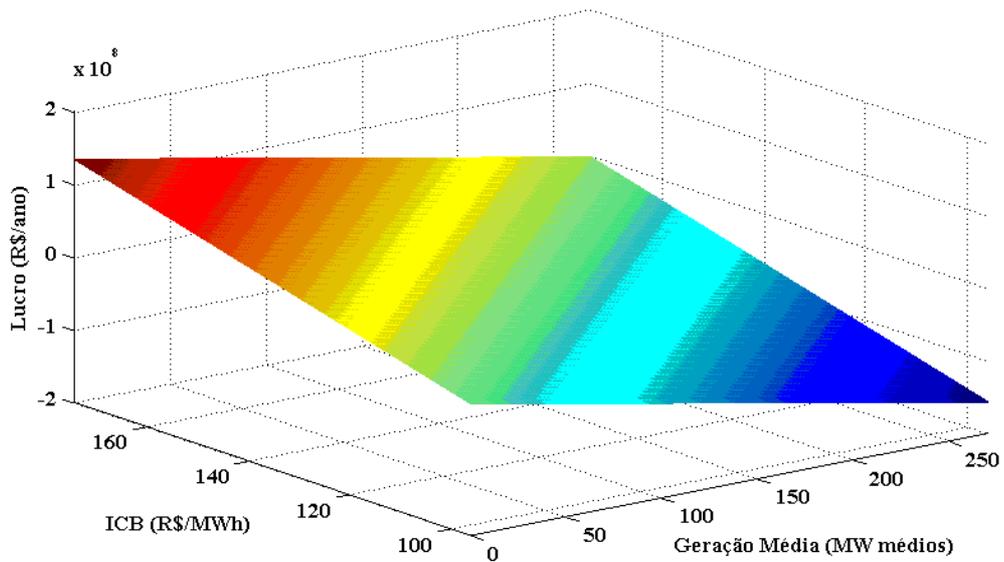


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

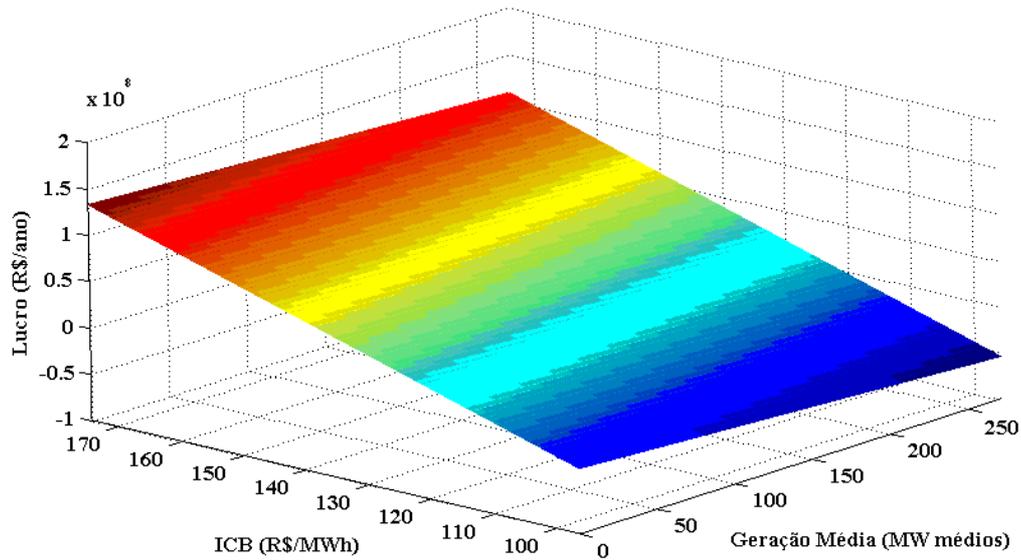


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos à variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

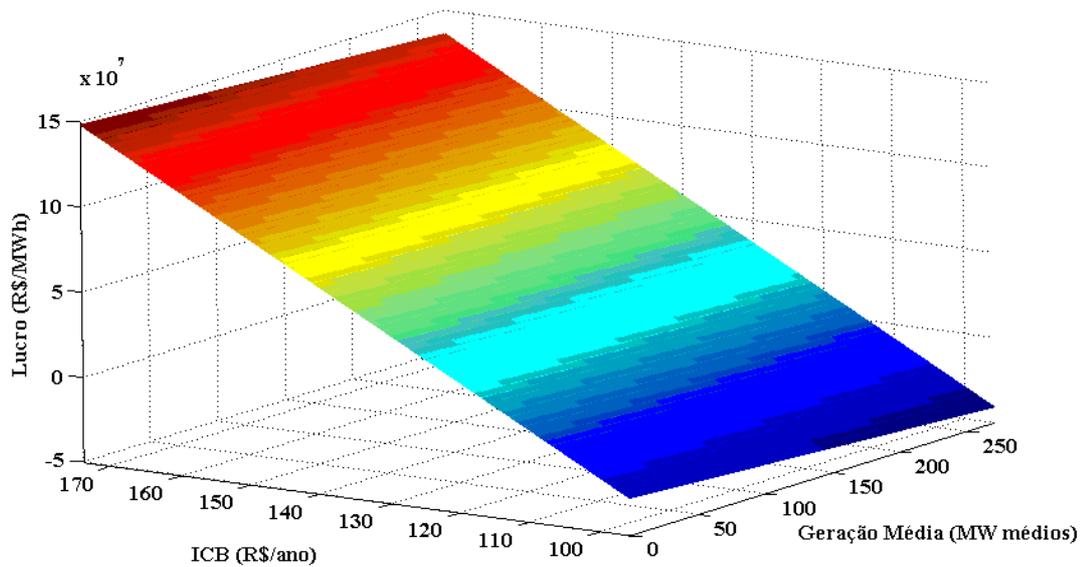


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

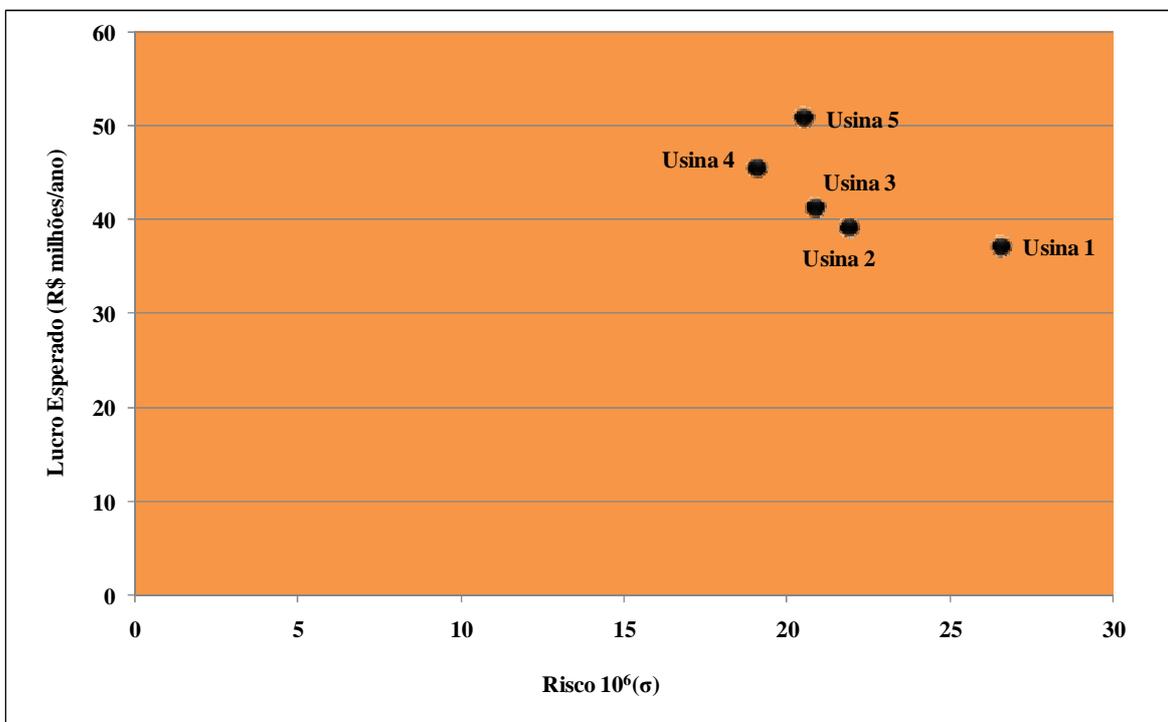


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

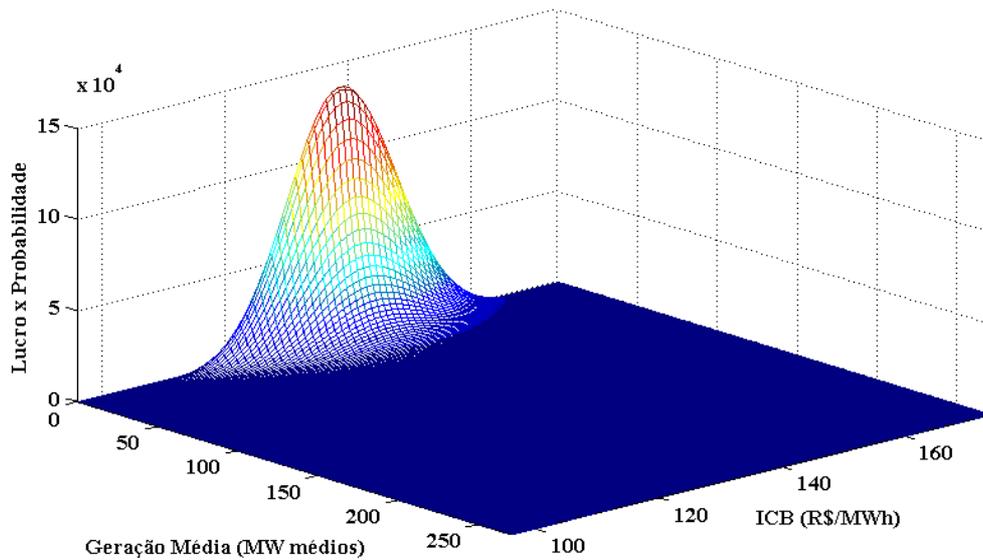
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

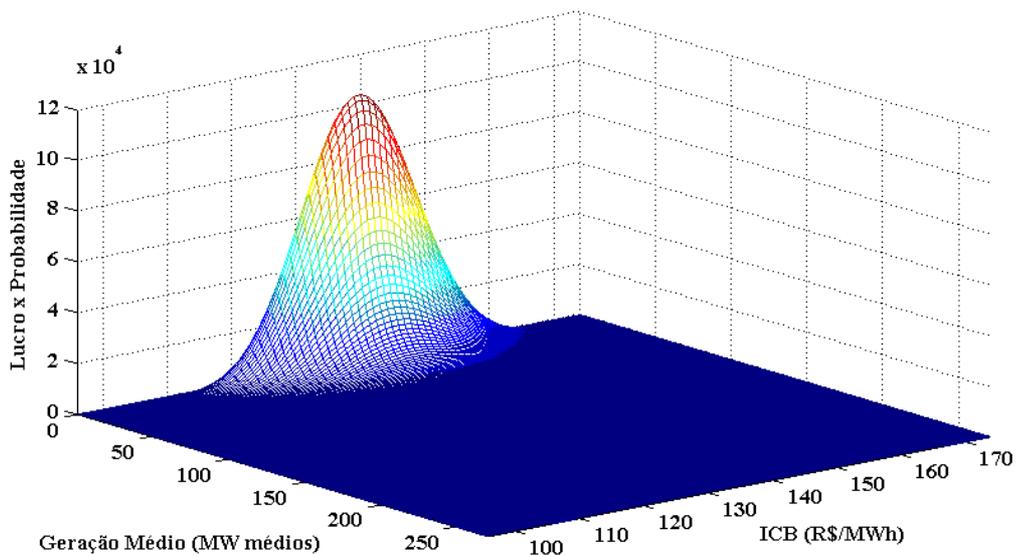
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

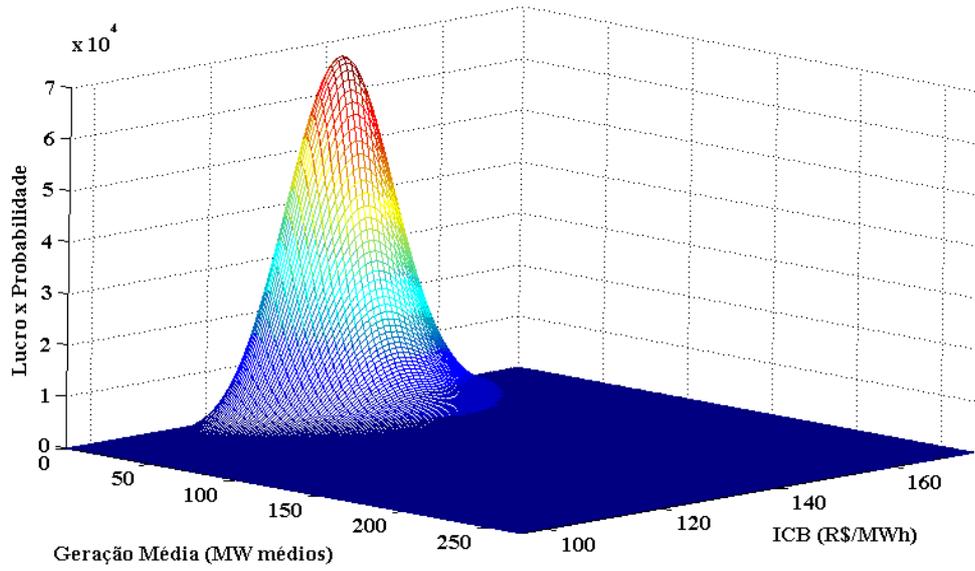
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



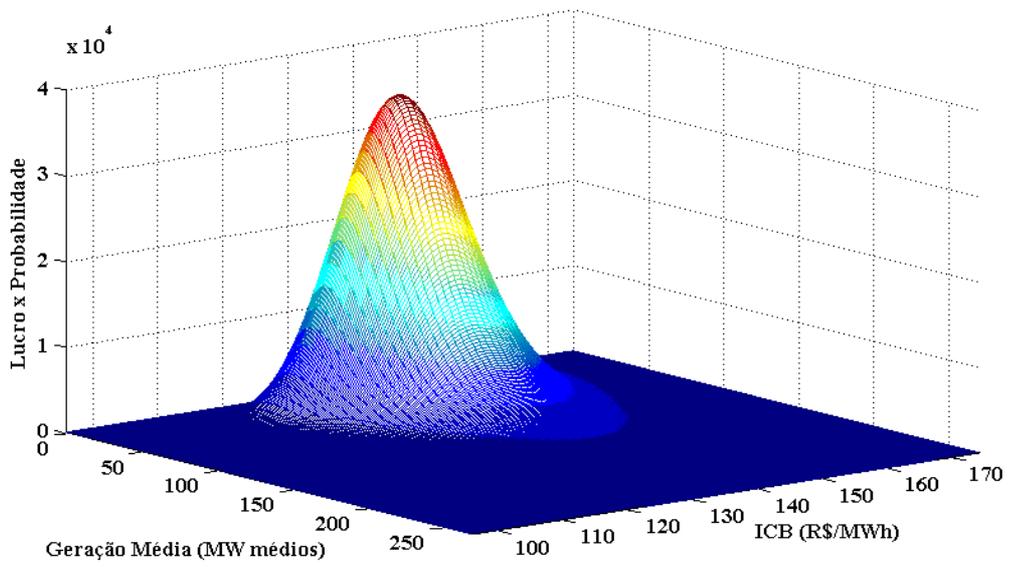
Probabilidade X Lucro para Usina 1



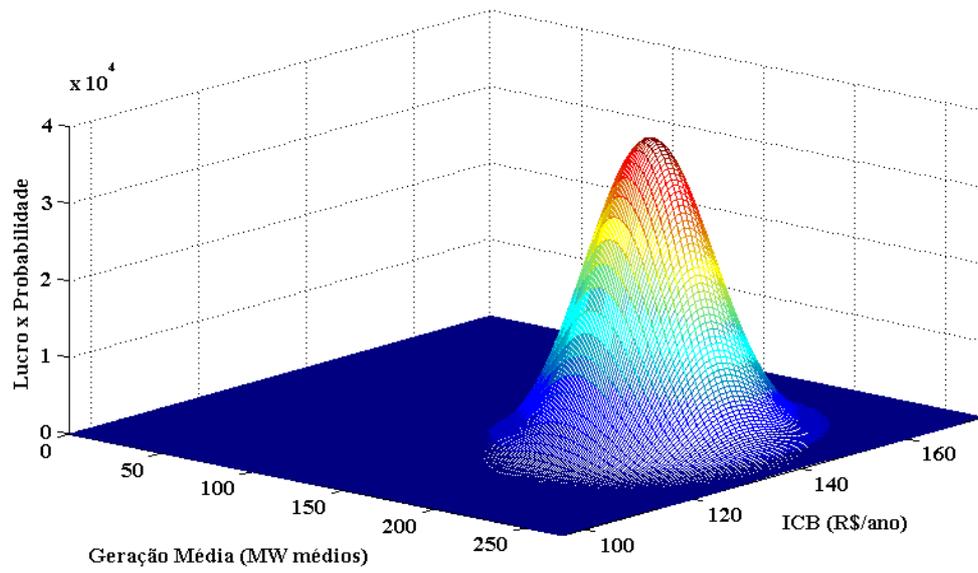
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico.....	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas.....	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova.....	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU.....	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU.....	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU.....	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB.....	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh.....	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh.....	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh.....	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh.....	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh.....	55
Figura 6.6 – Custos e ICB.....	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R).....	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO.....	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO.....	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO.....	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO.....	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006.....	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006.....	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007.....	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008.....	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008.....	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica.....	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação.....	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação.....	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal.....	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão.....	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação.....	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETRORÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

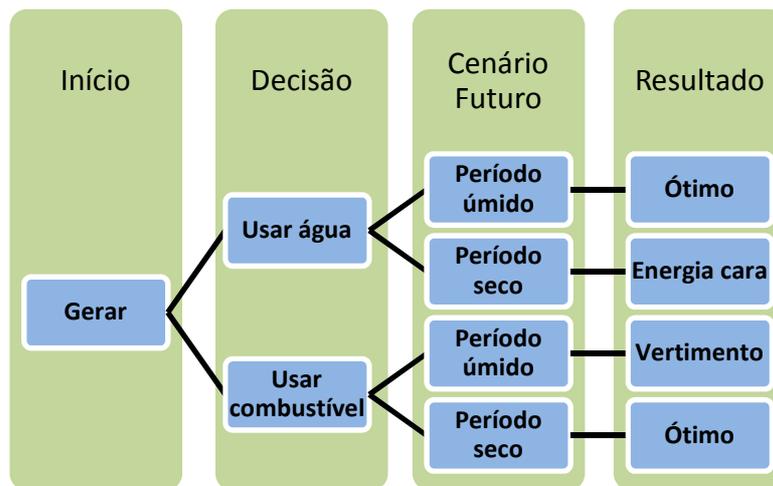


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será reposta nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$\text{Garantia Física} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times \text{CVU}) \times \text{Disp} \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

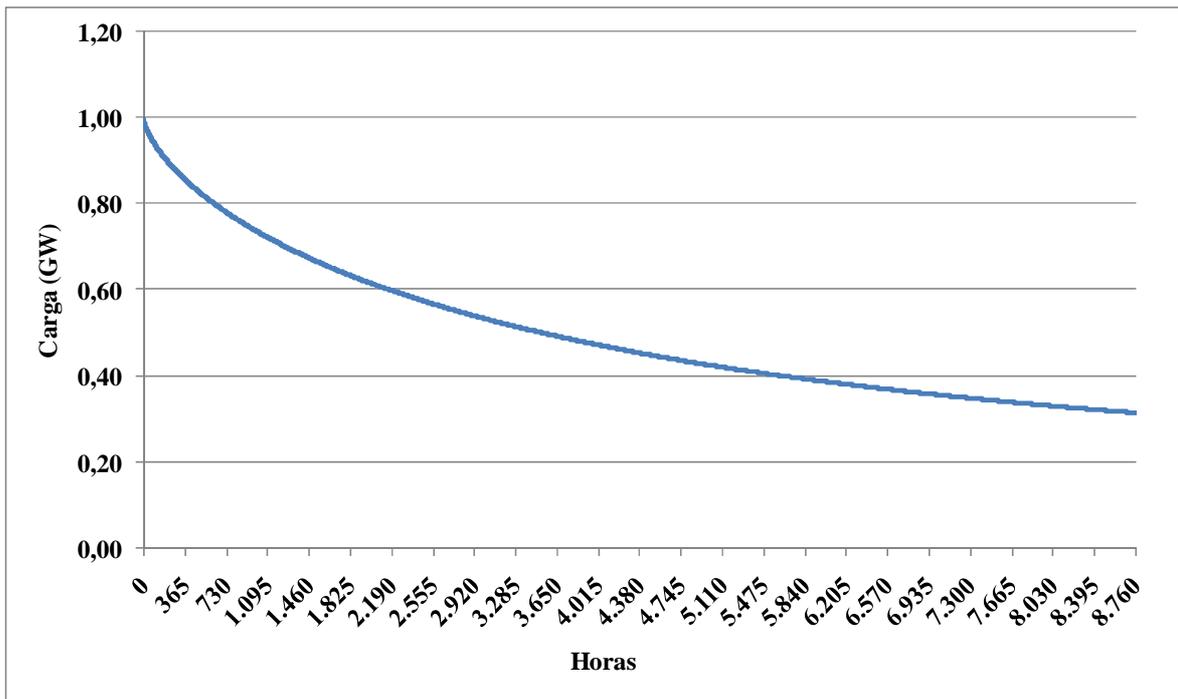


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

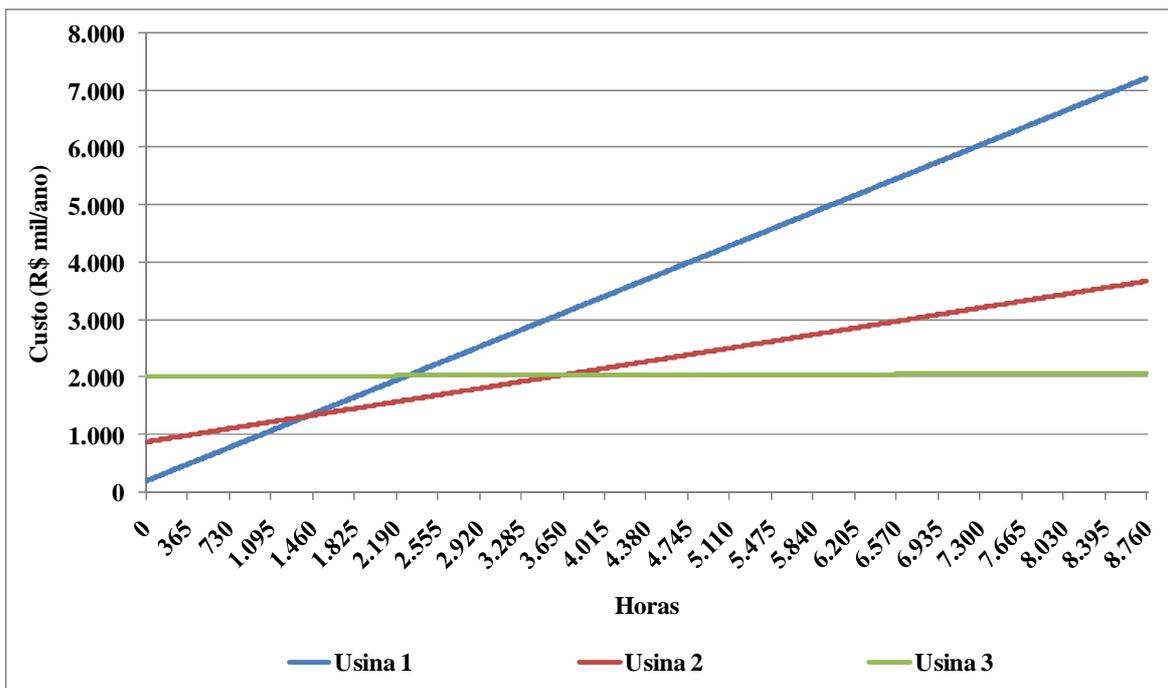


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

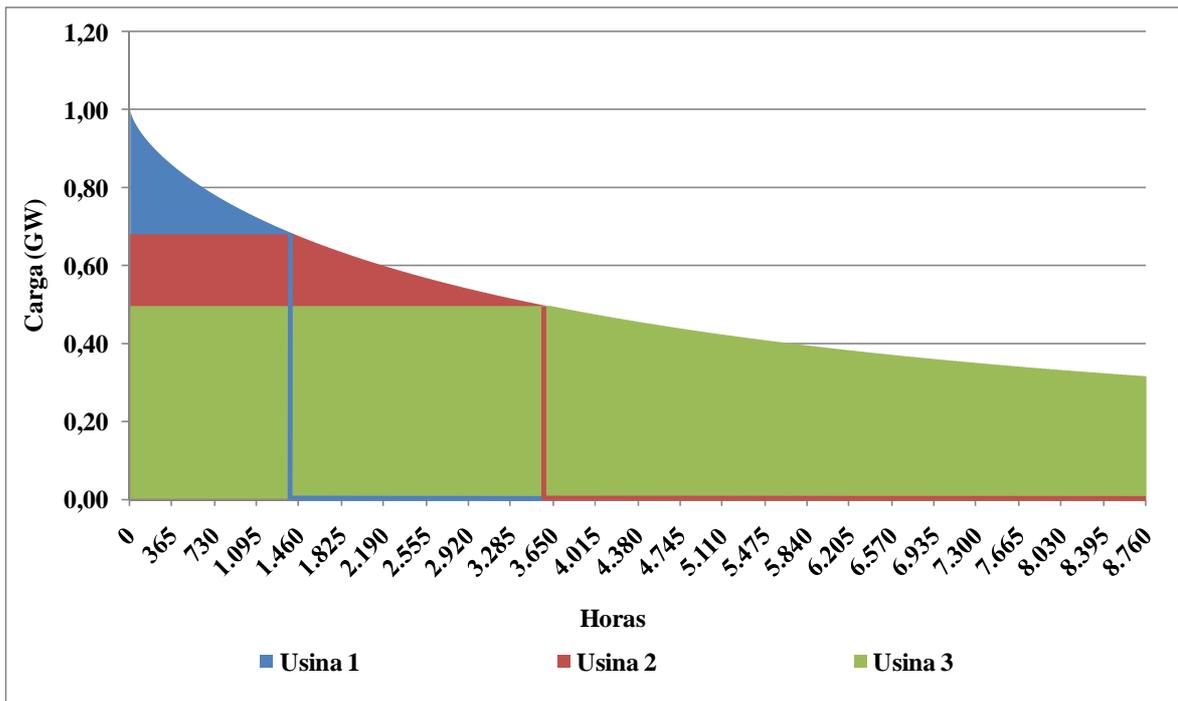


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

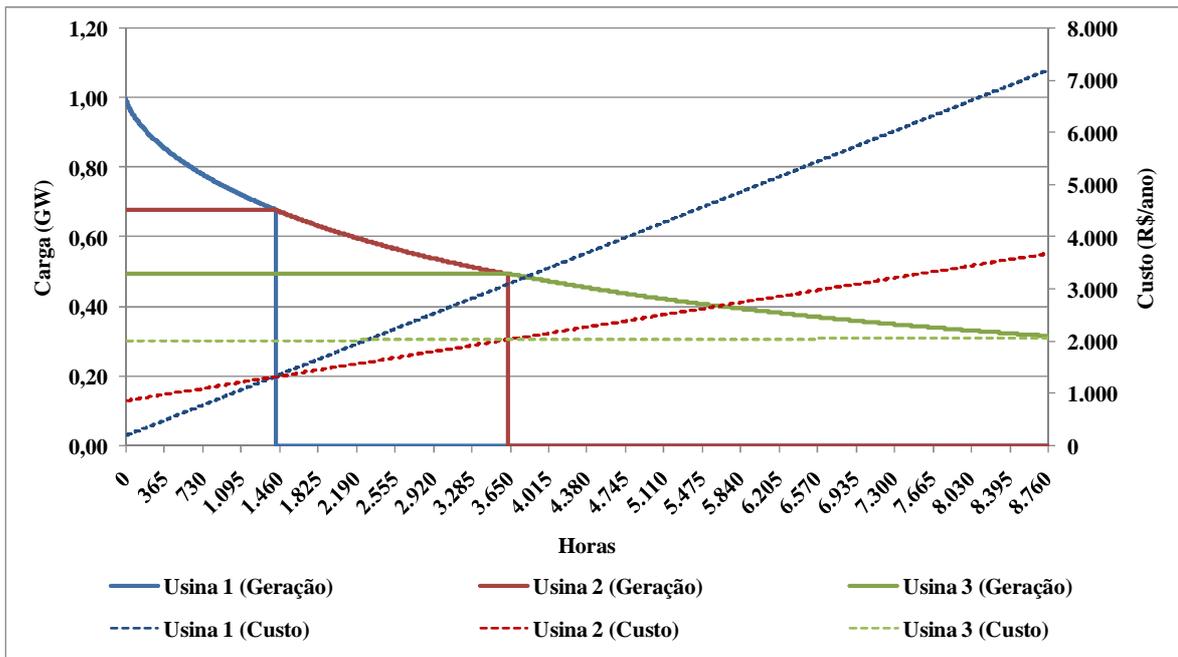


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

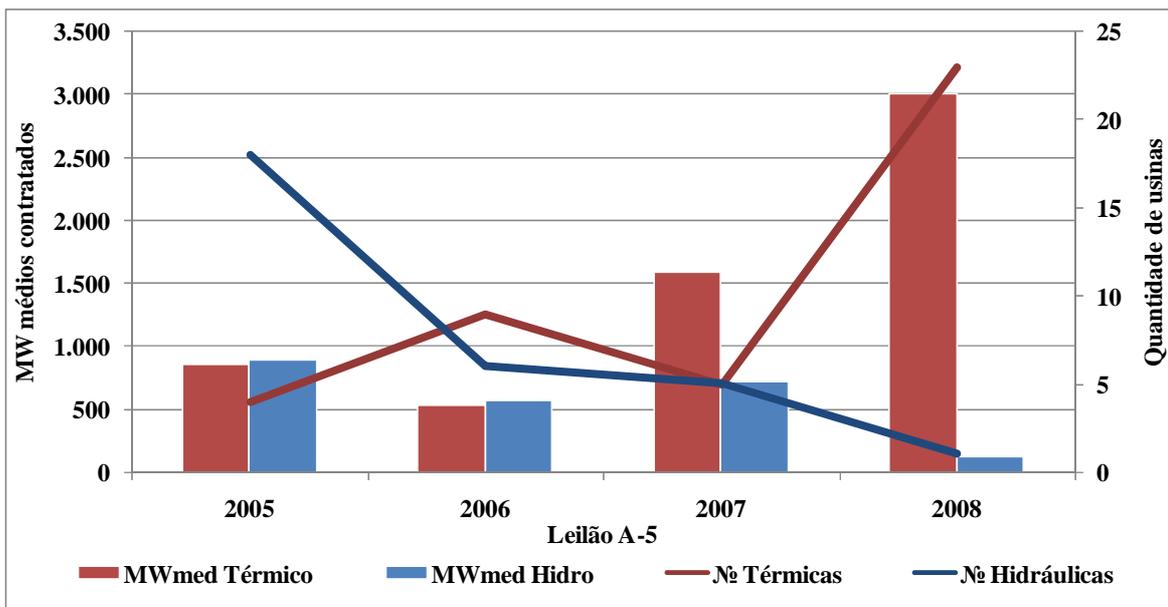


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

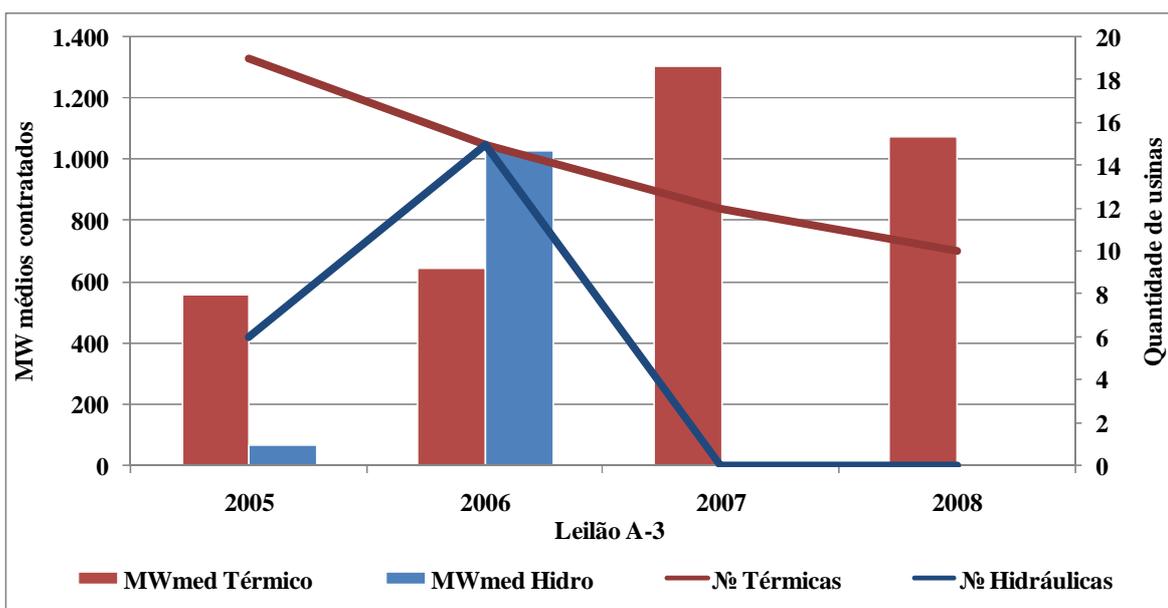


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

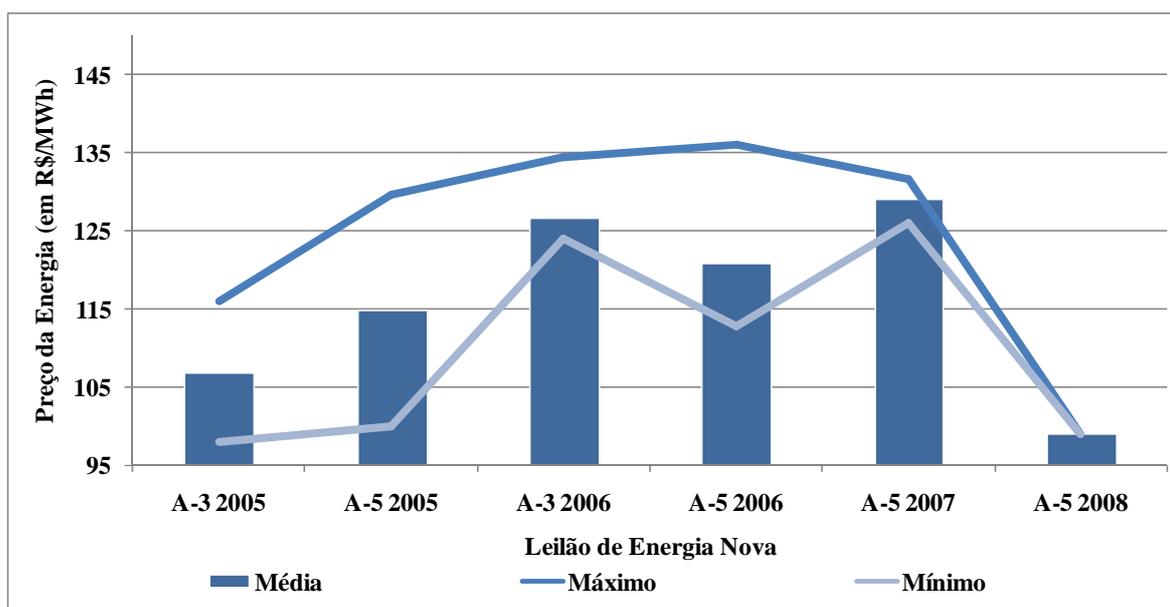


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

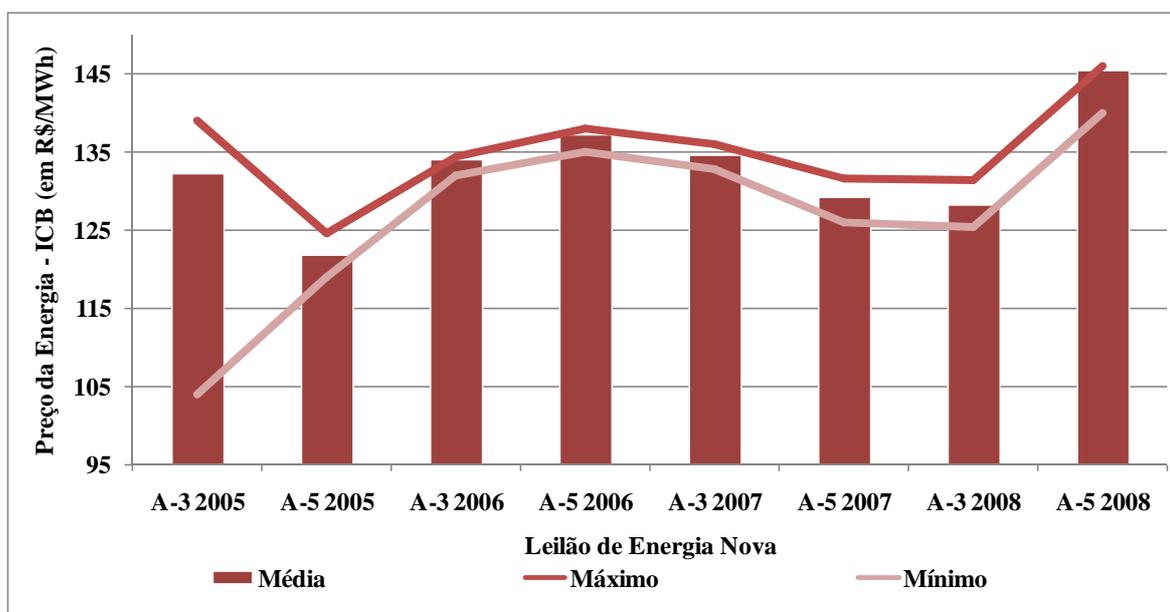


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

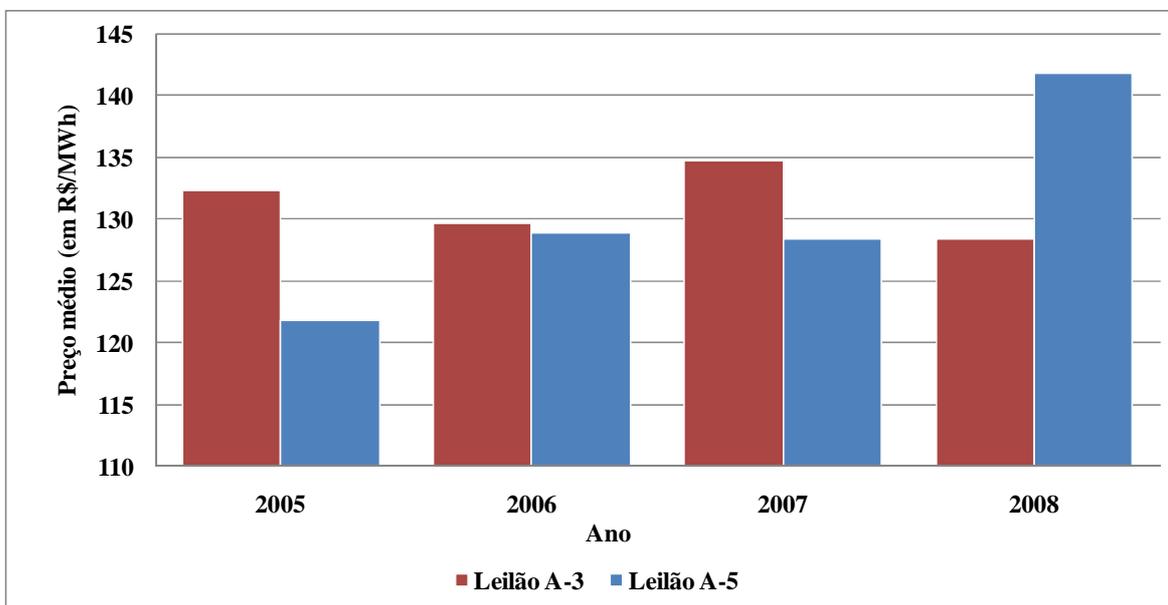


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

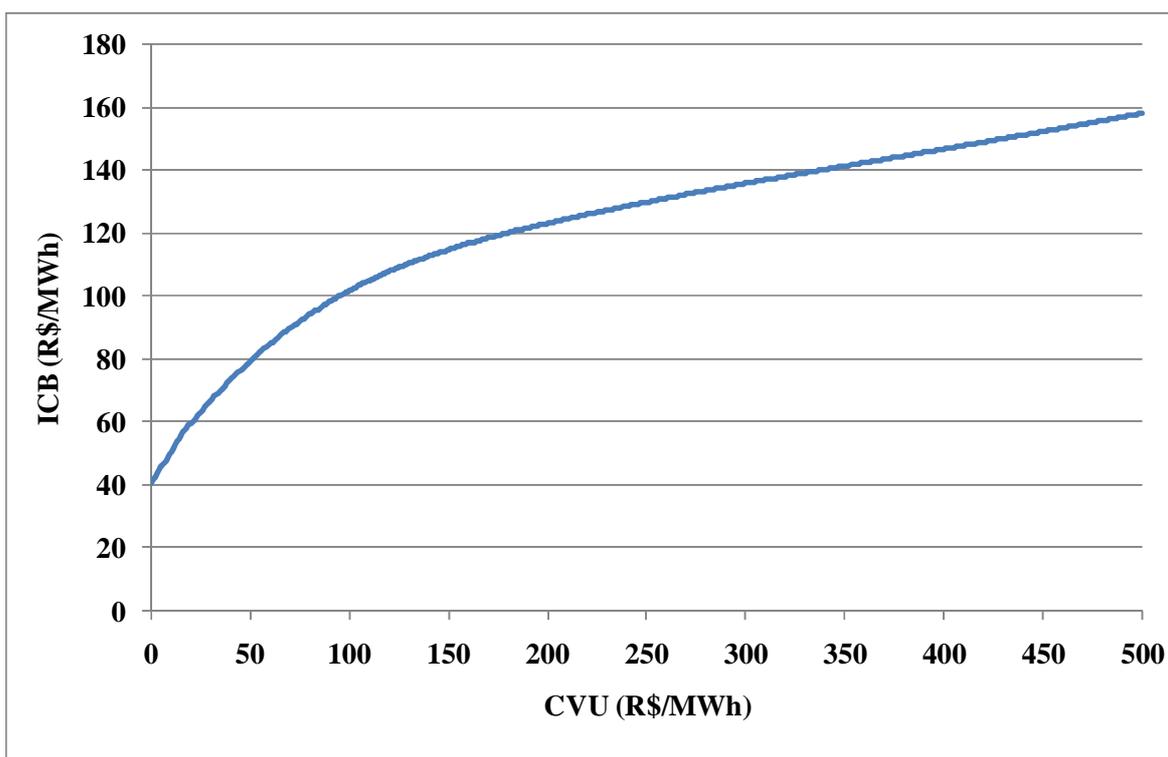


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

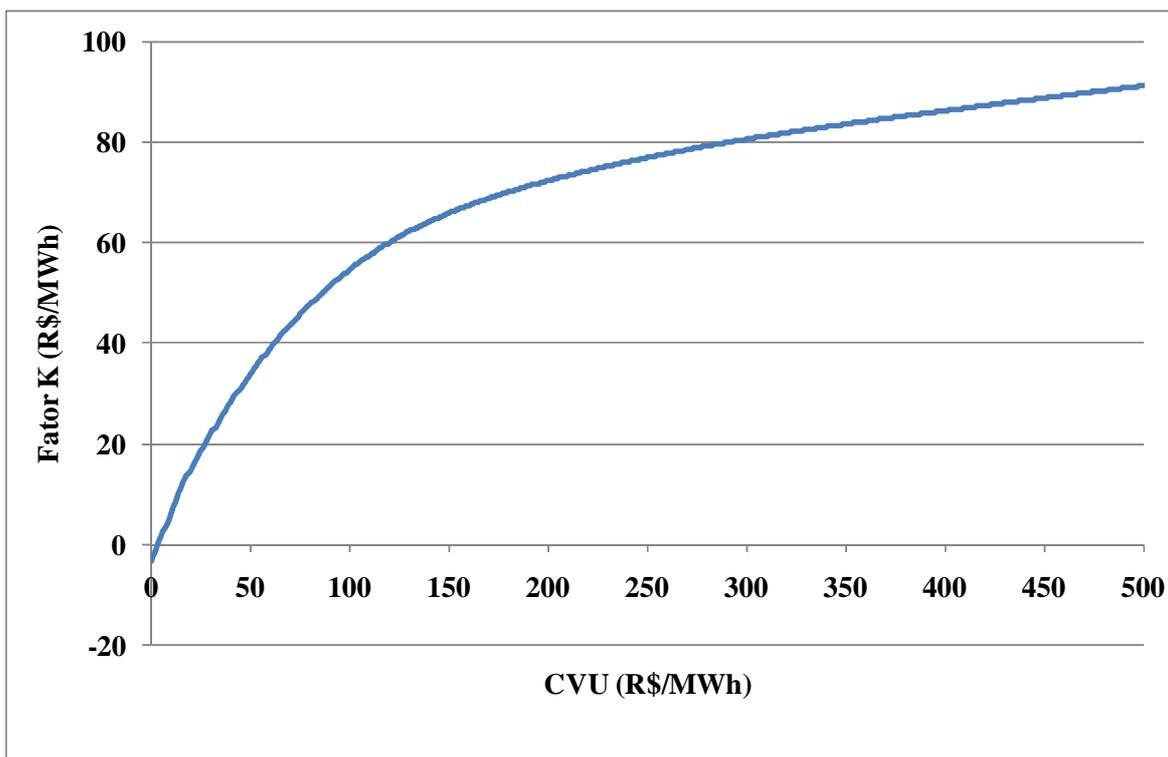


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

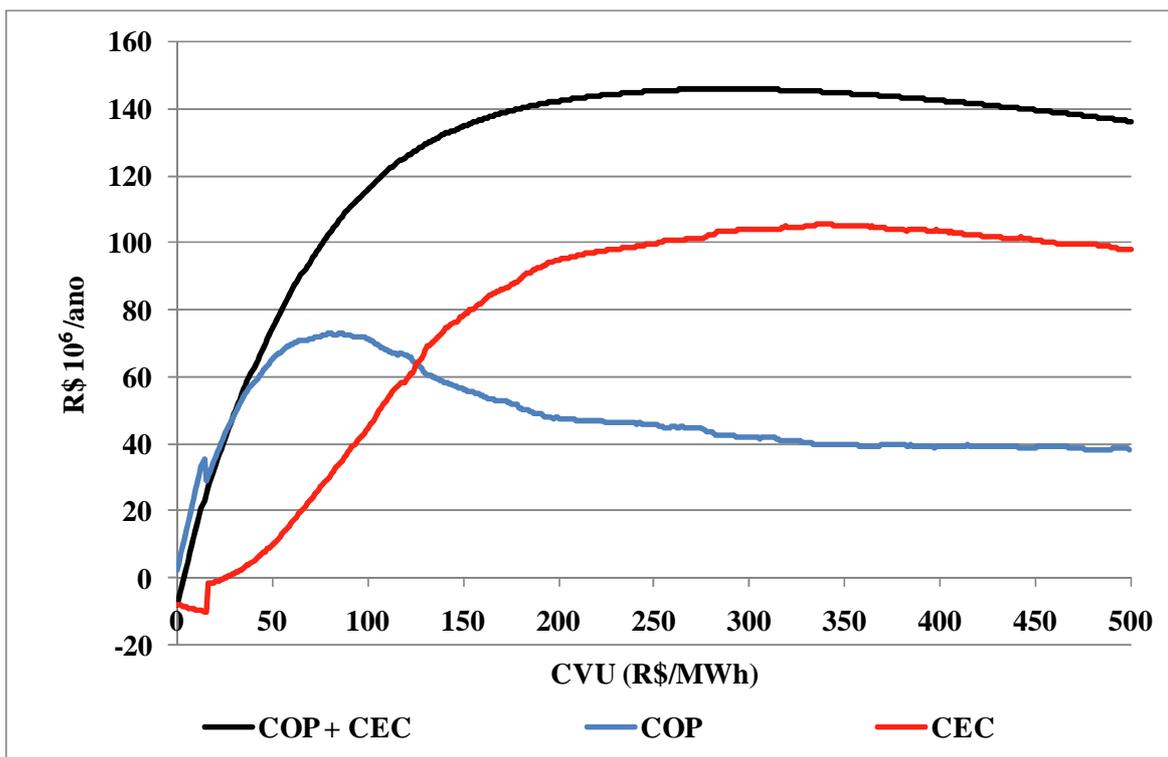


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

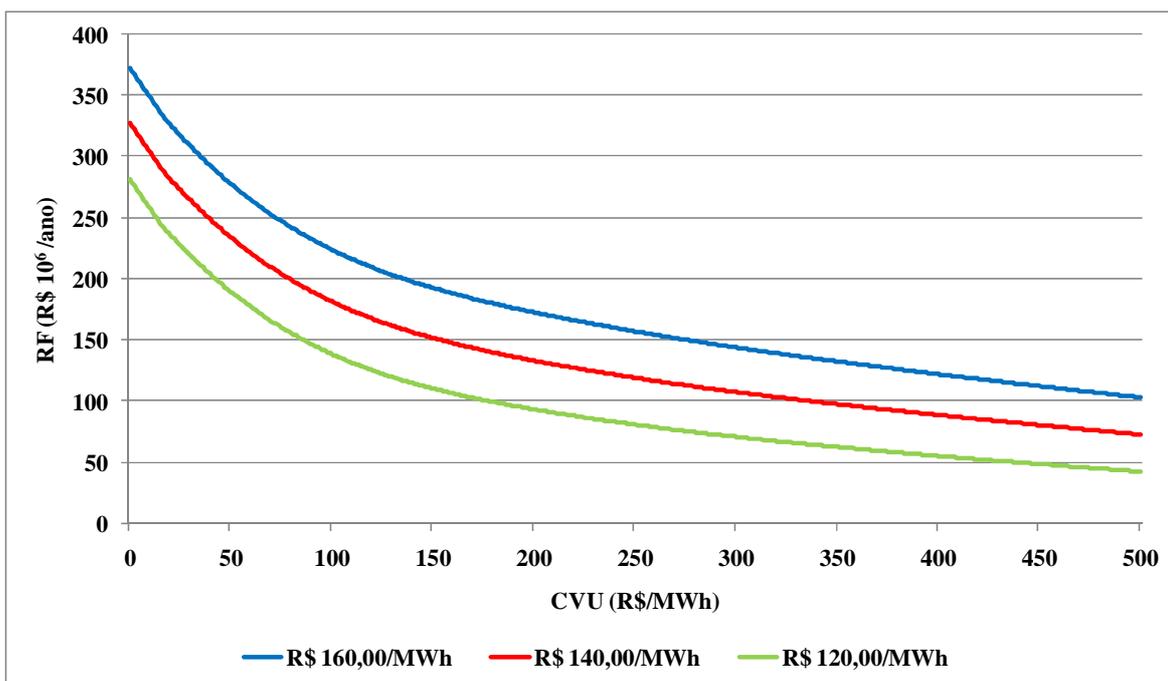


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra R , os declarados pela letra D . Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o $CV(D)$ inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como $GERA(M)$.

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) \times (GERA(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

$GERA(M)$: será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em c cenários e m meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

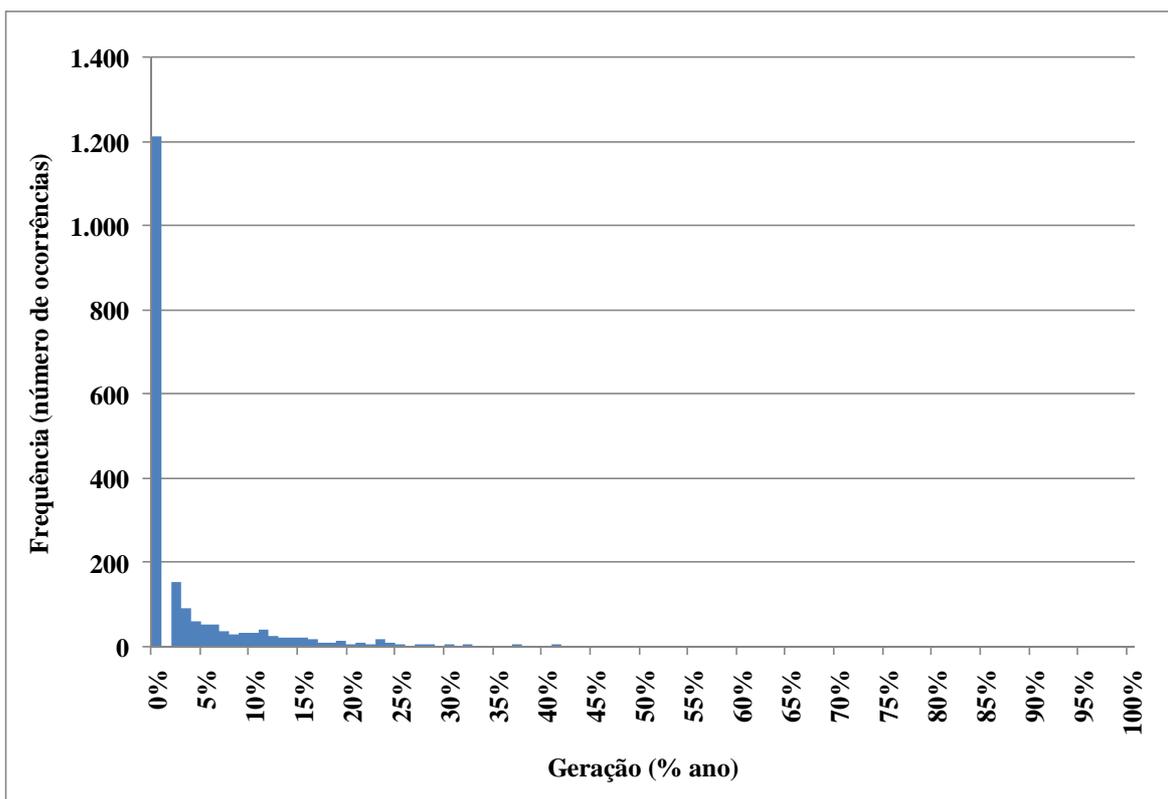


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

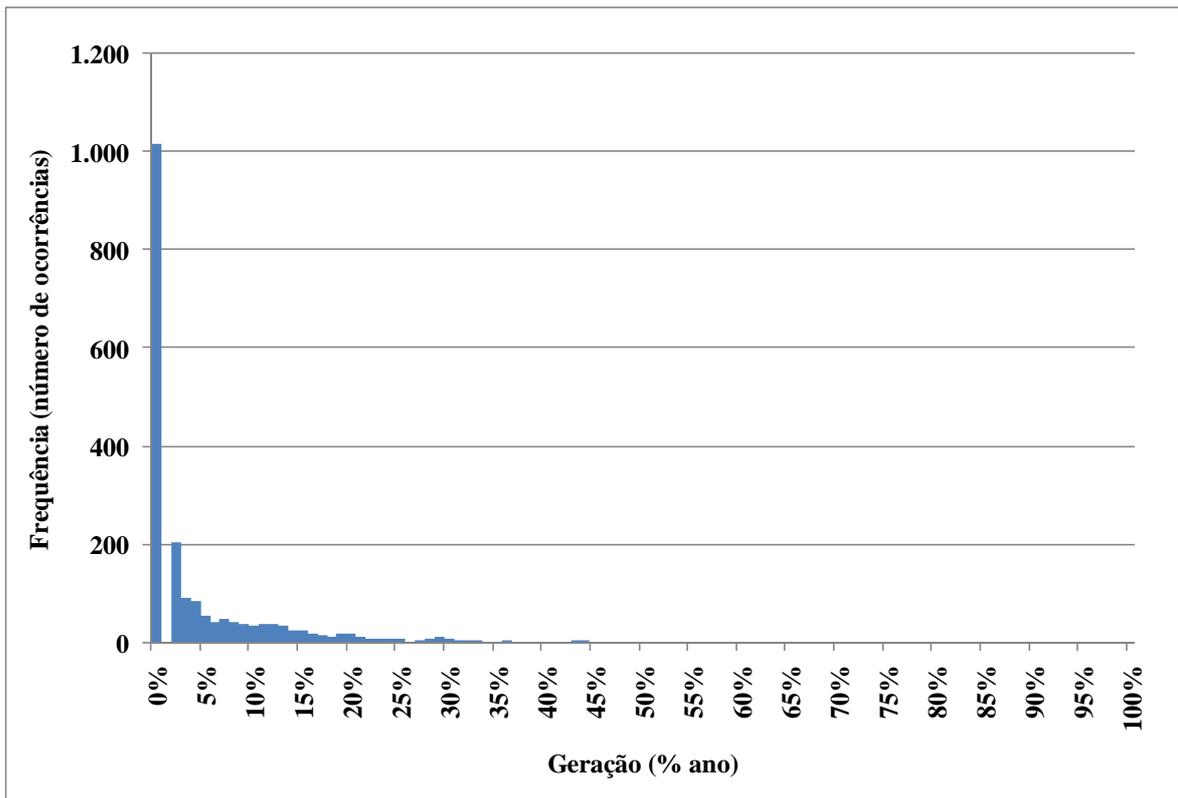


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

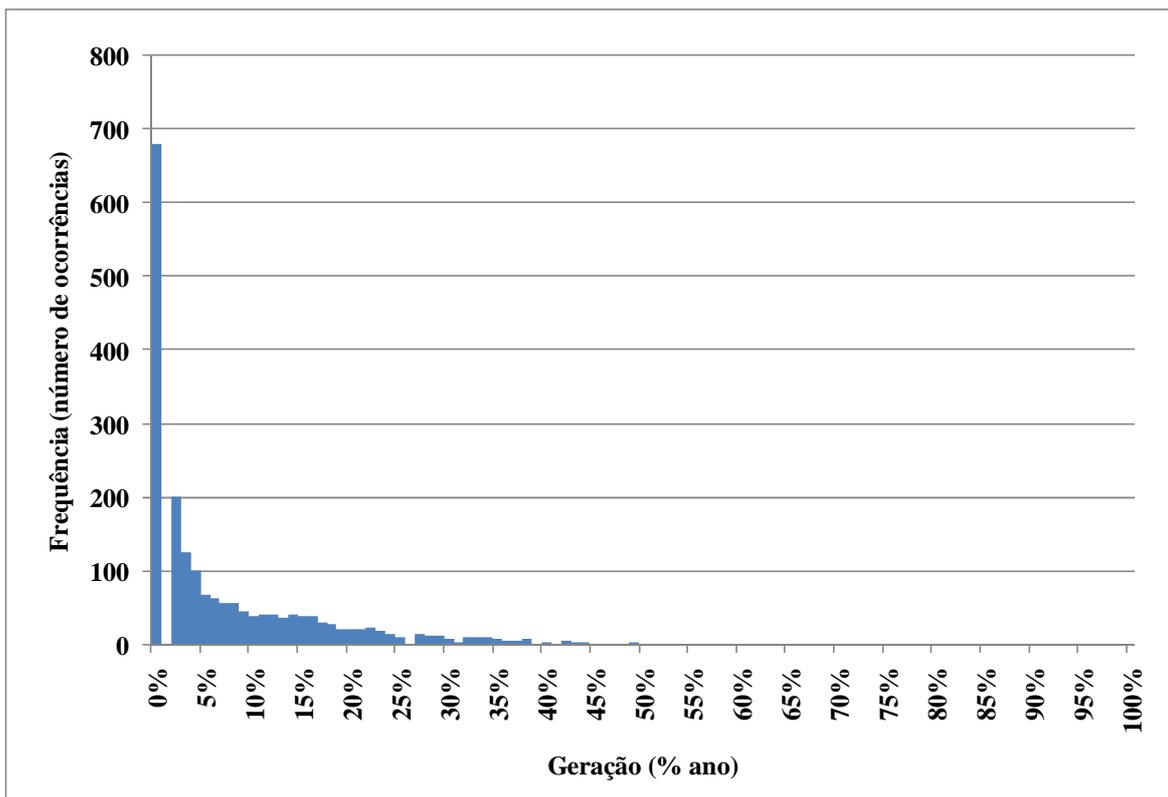


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

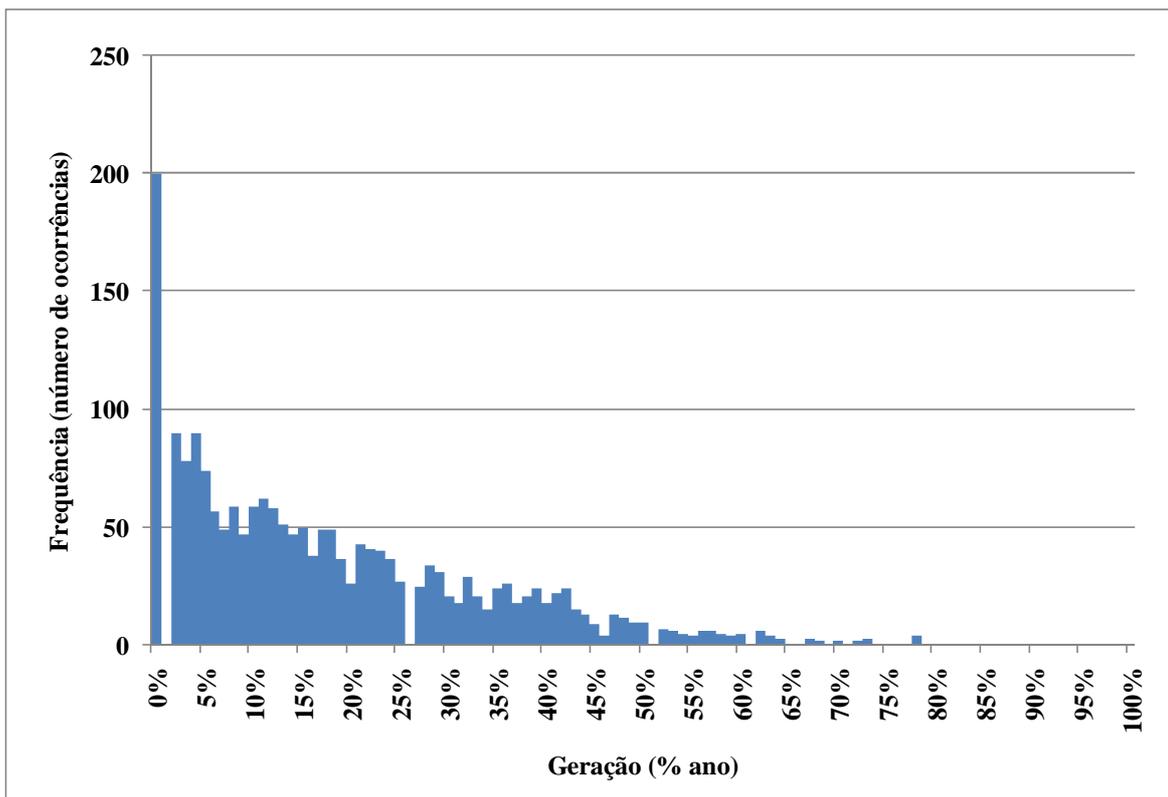


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

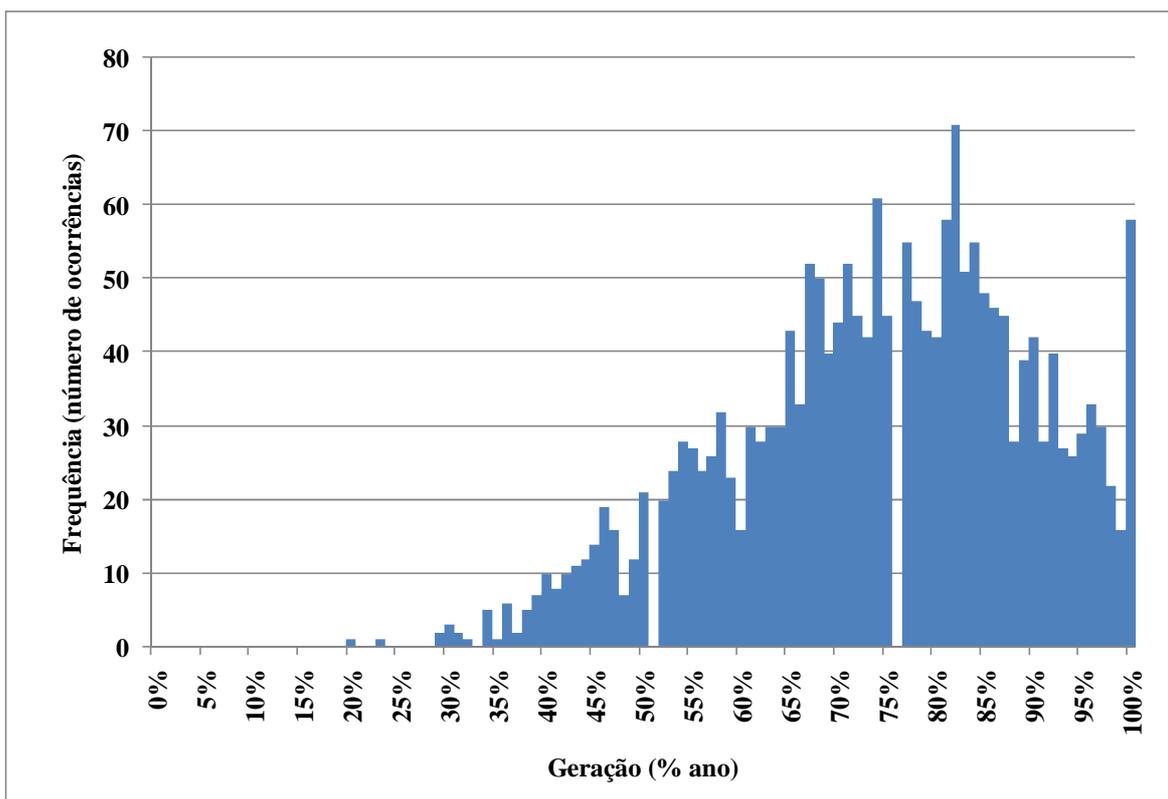


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

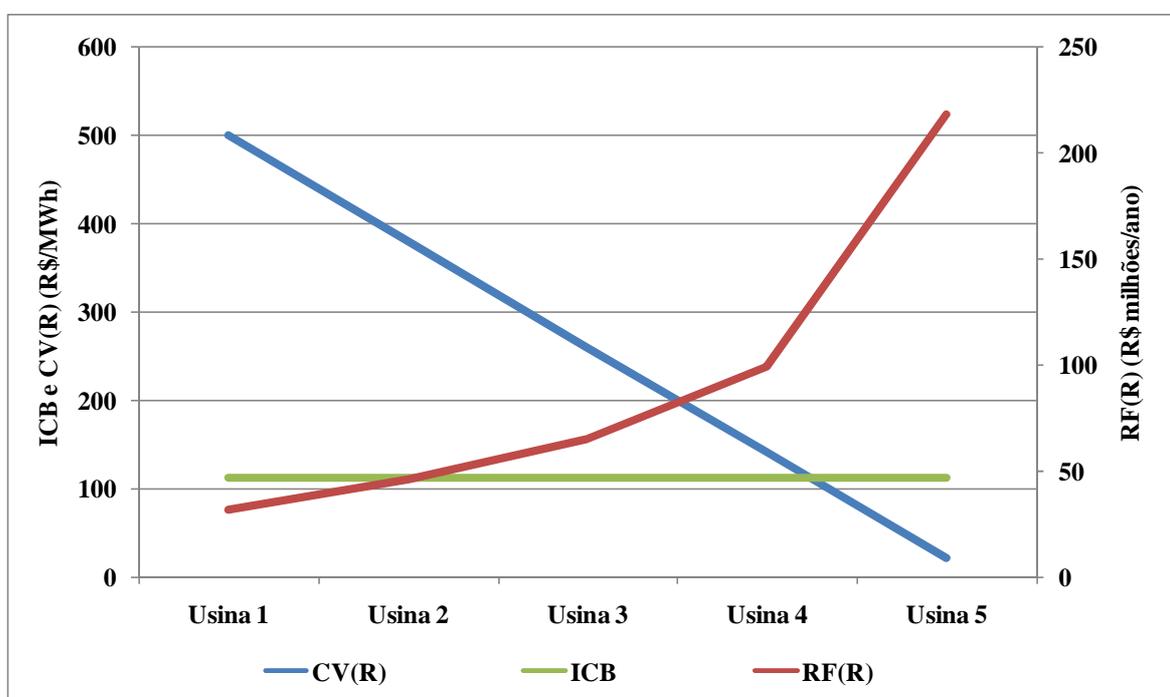


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

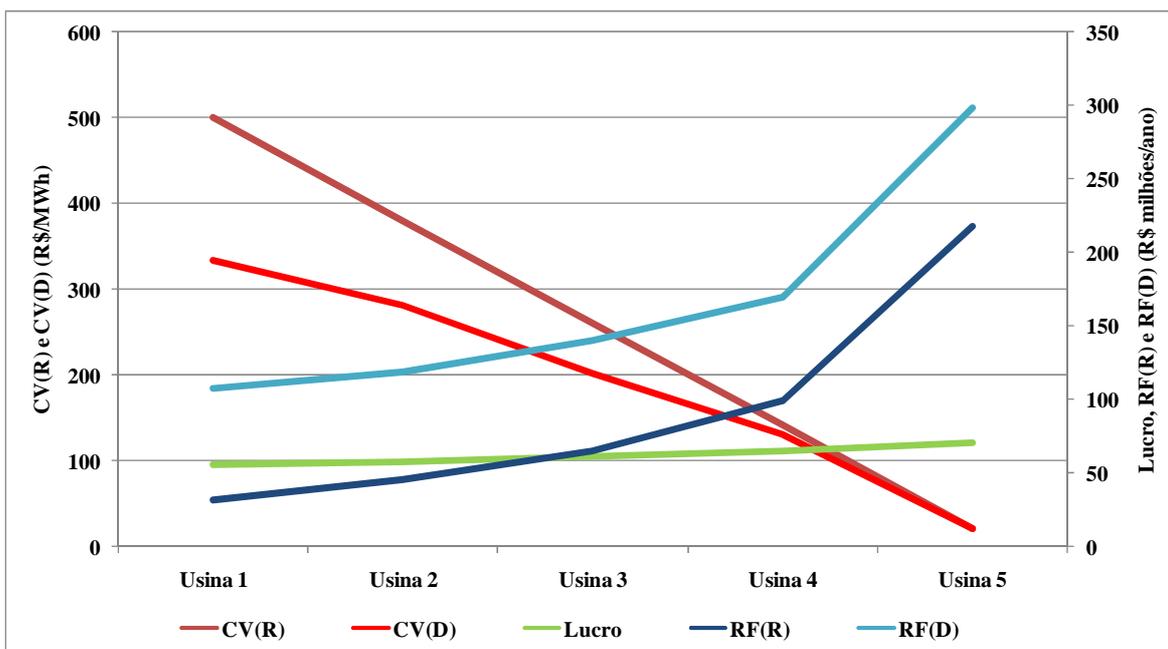


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

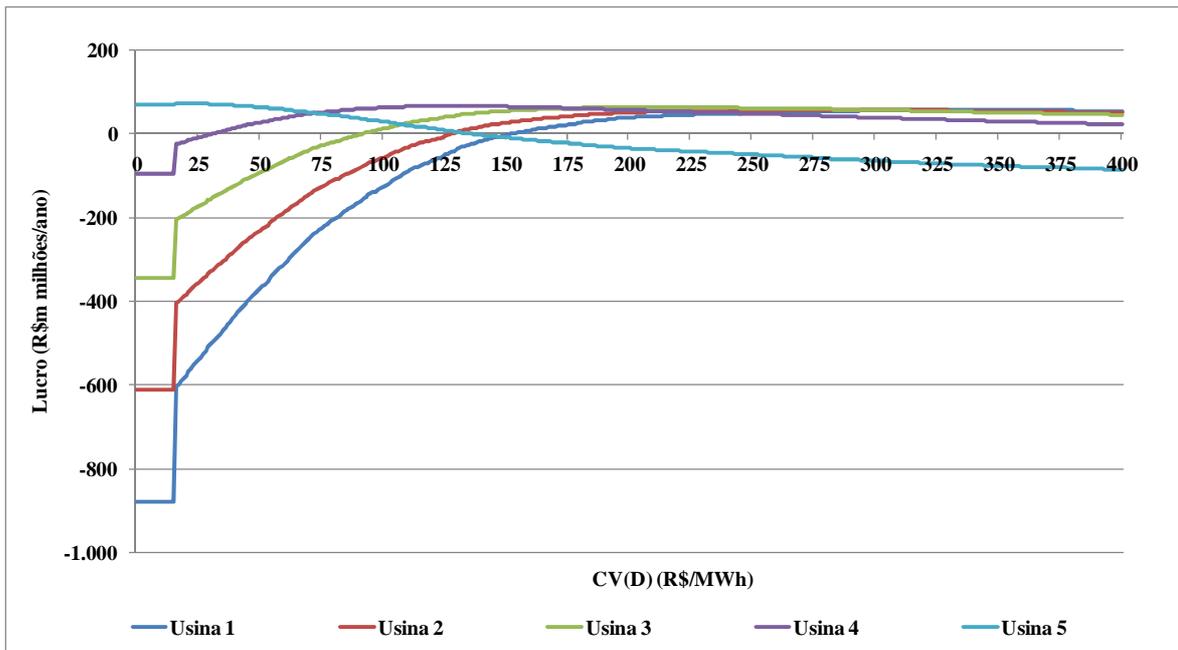


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

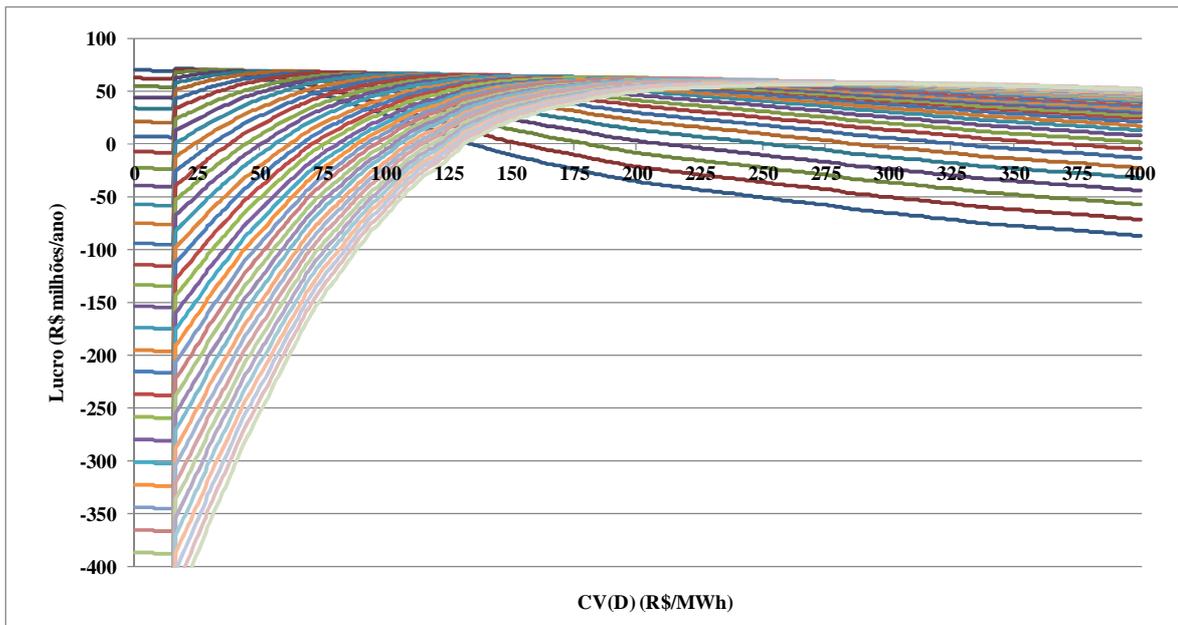


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

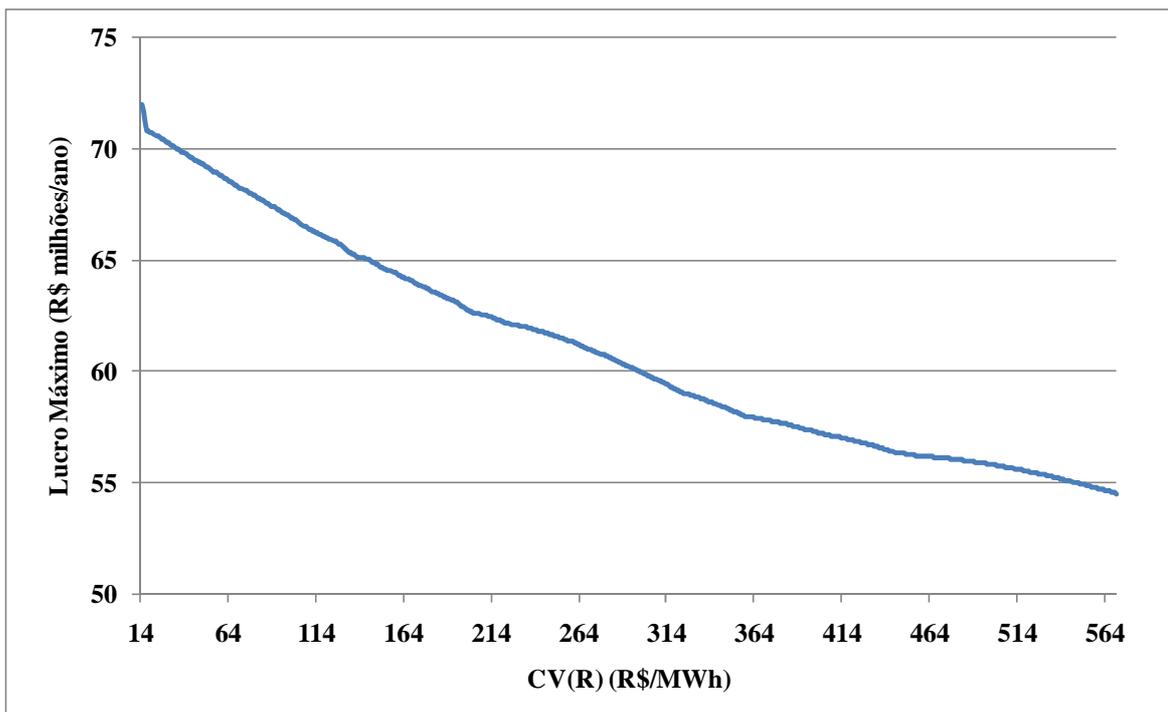


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:

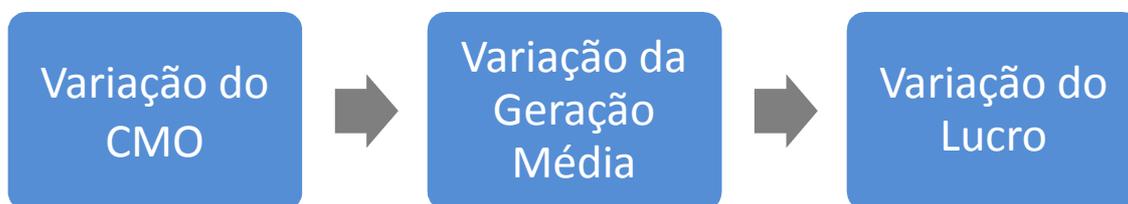


Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

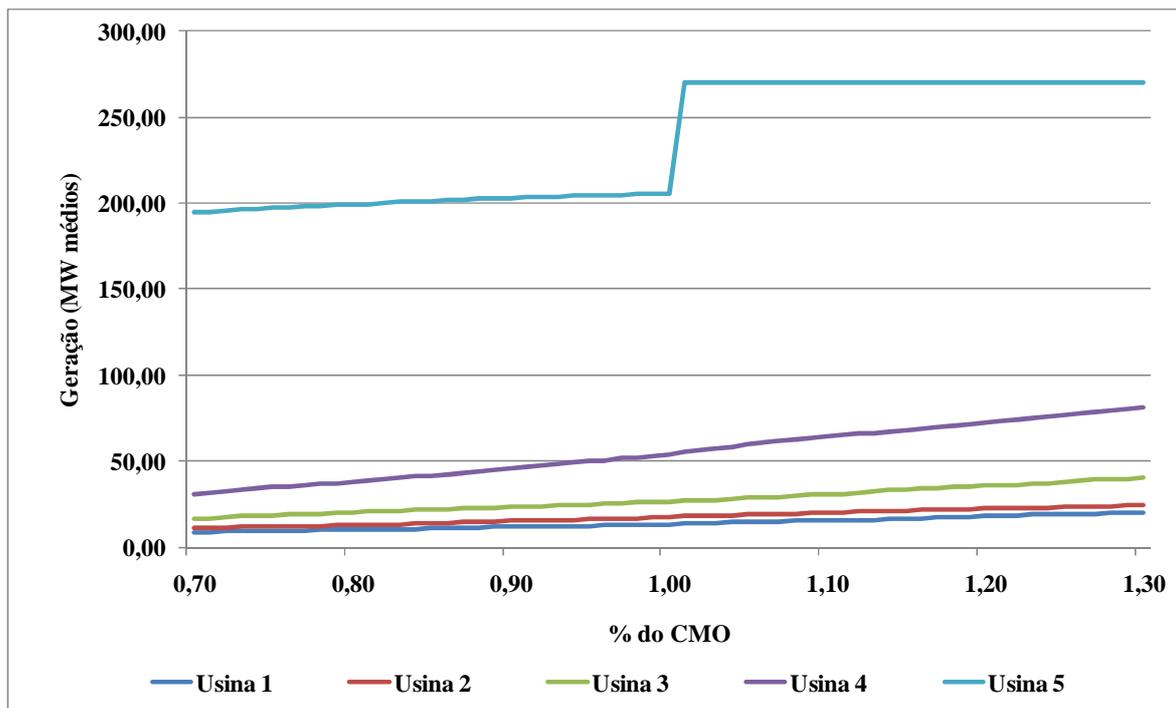


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

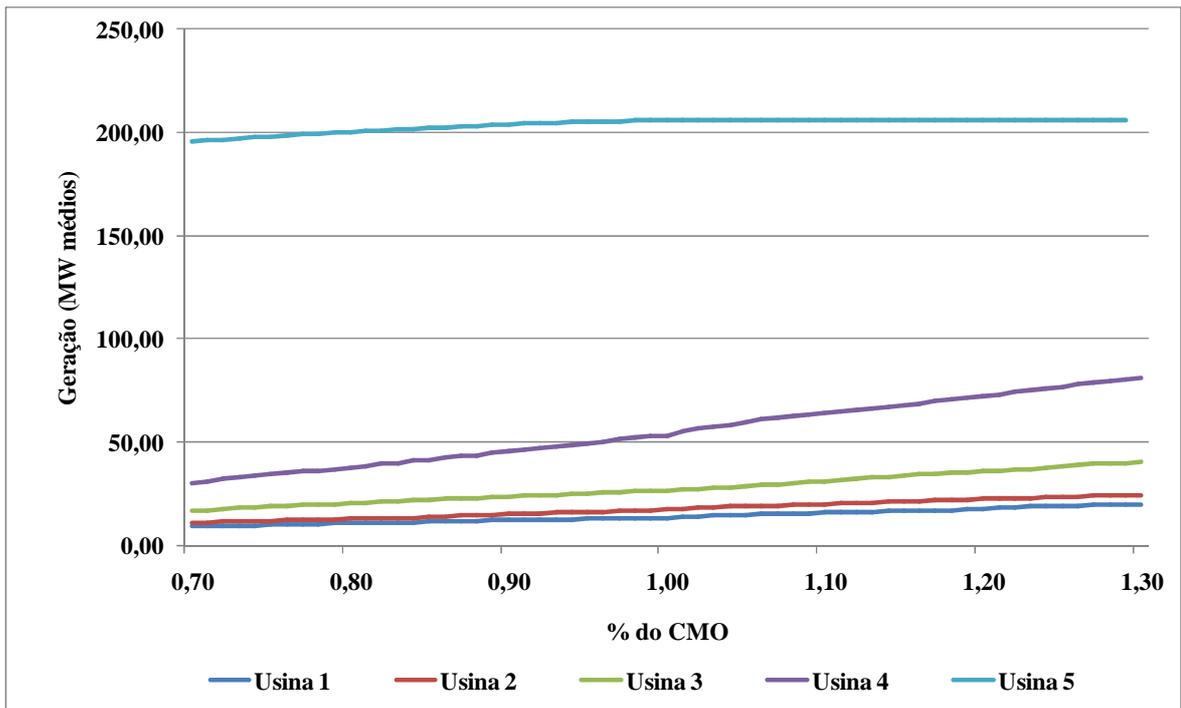


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

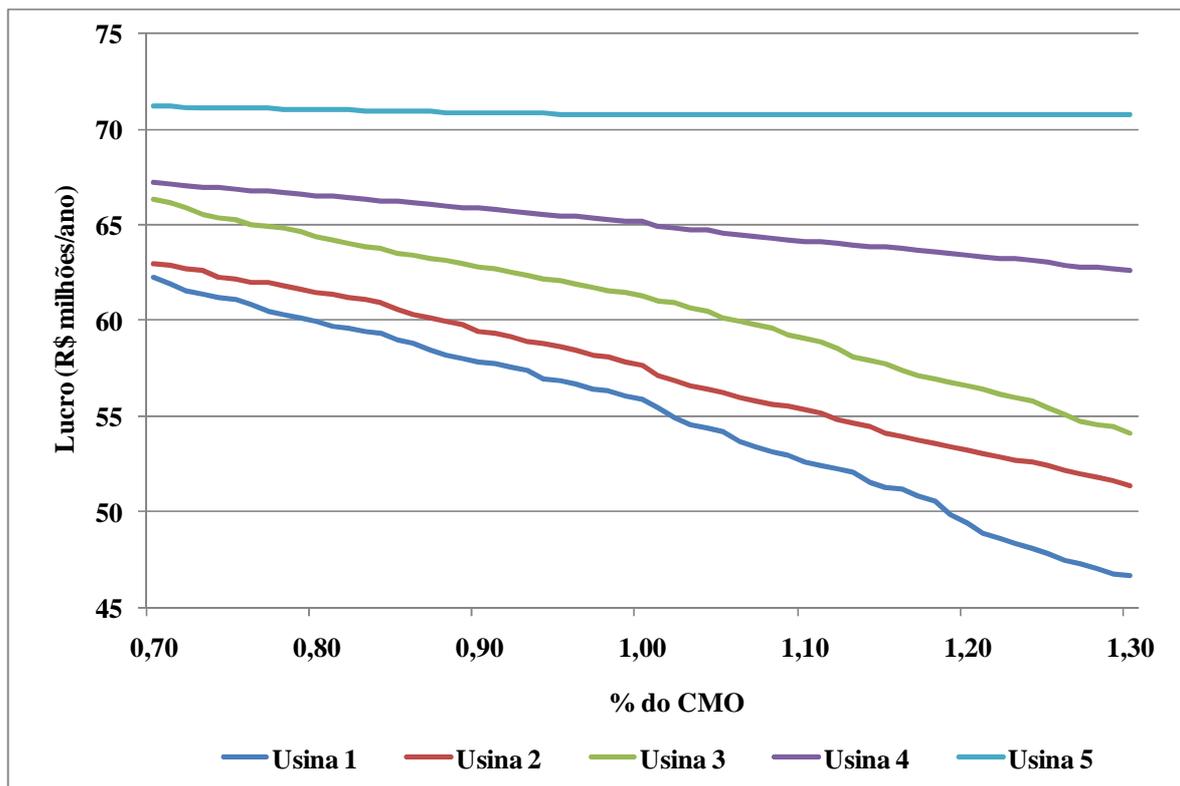


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

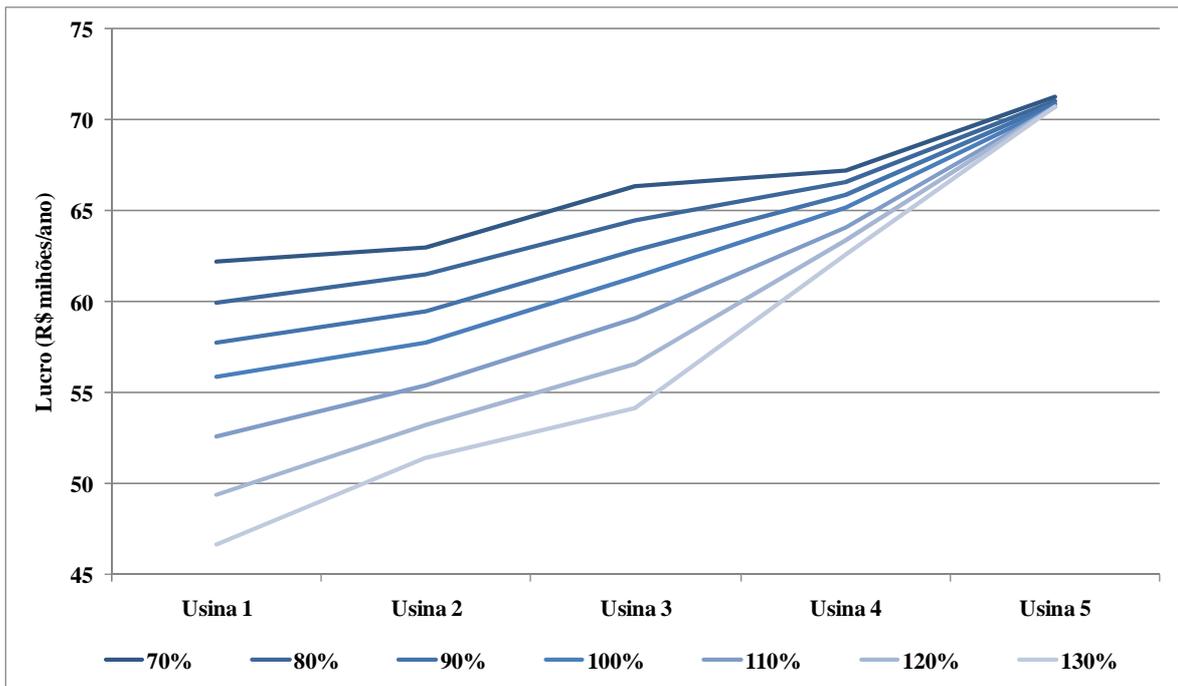


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

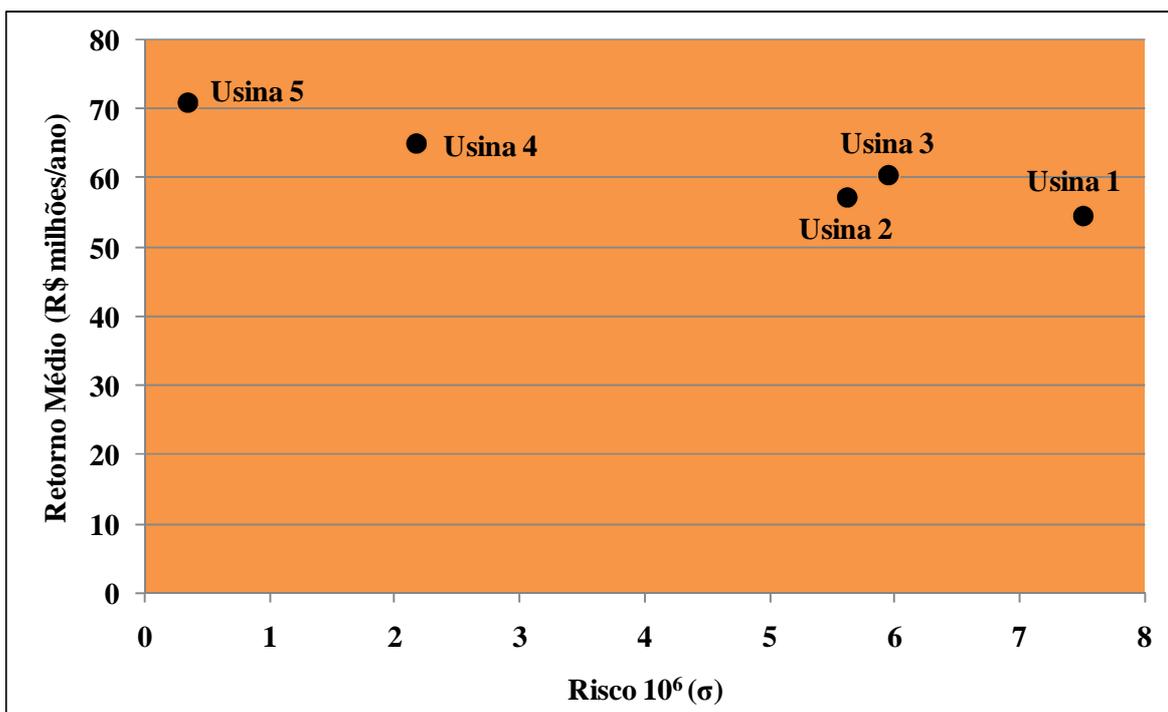


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

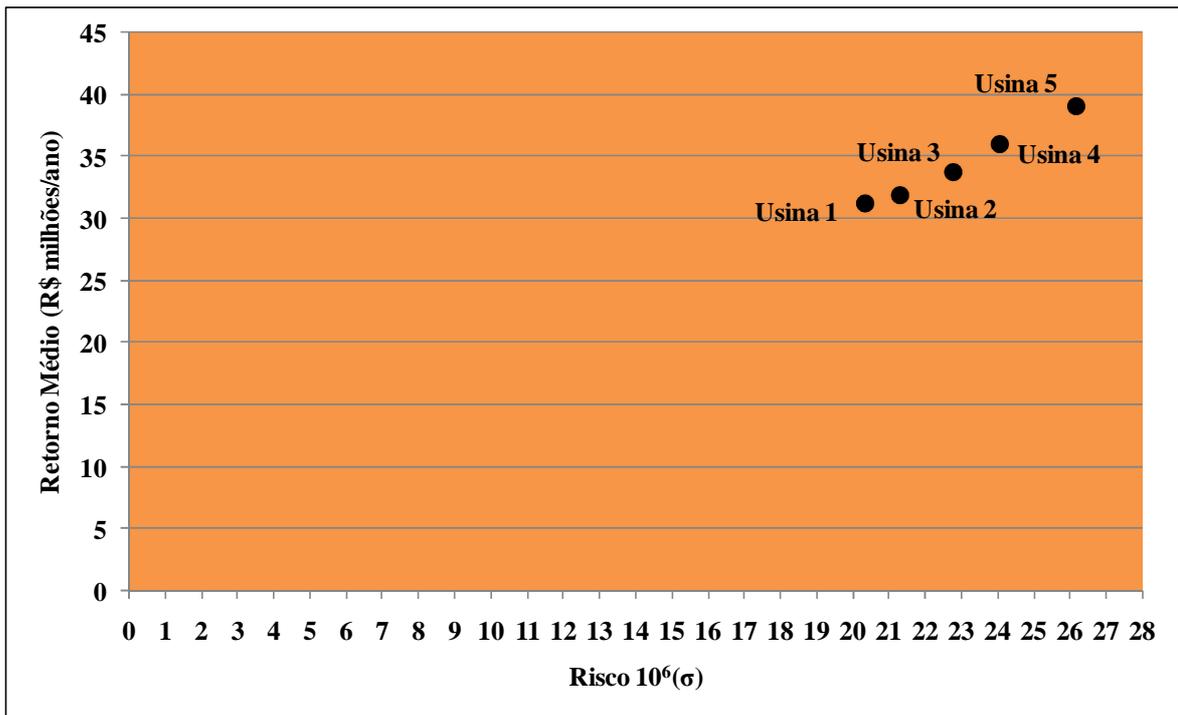


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

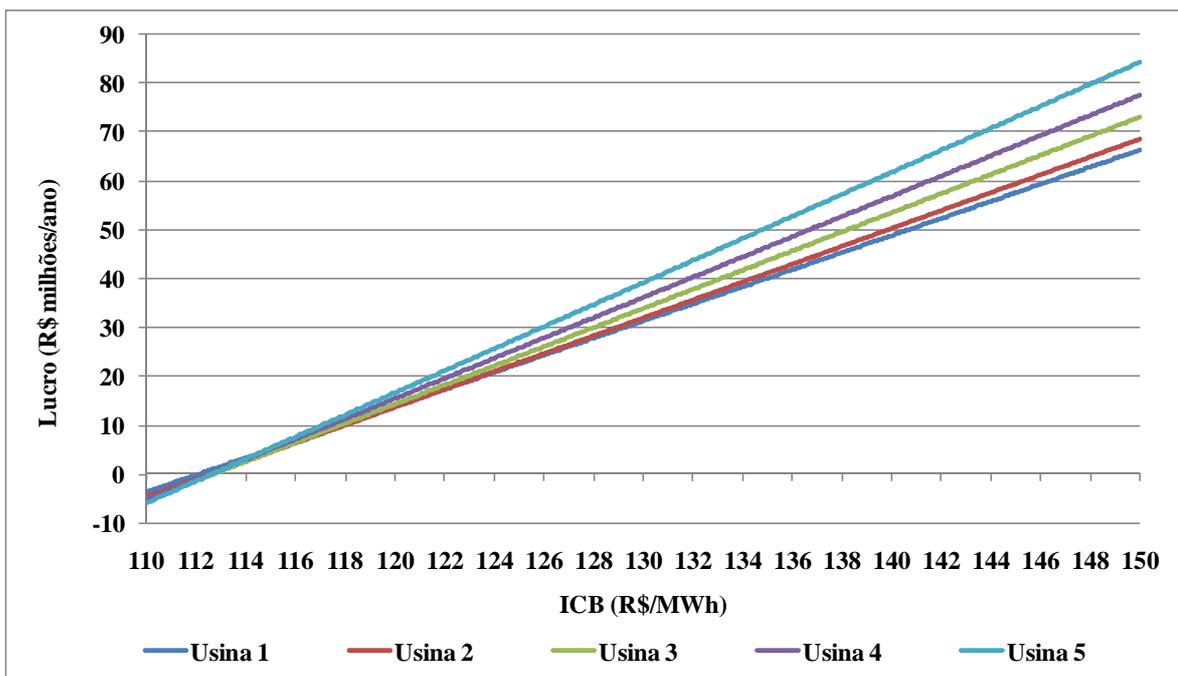


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

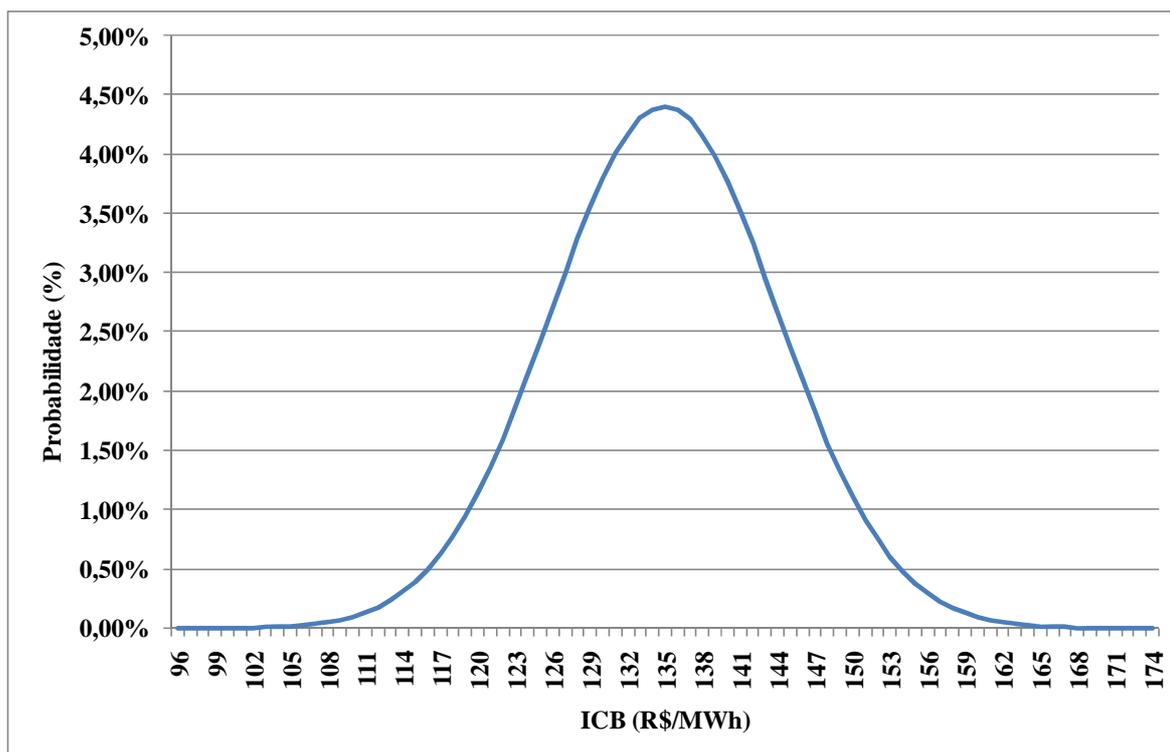


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

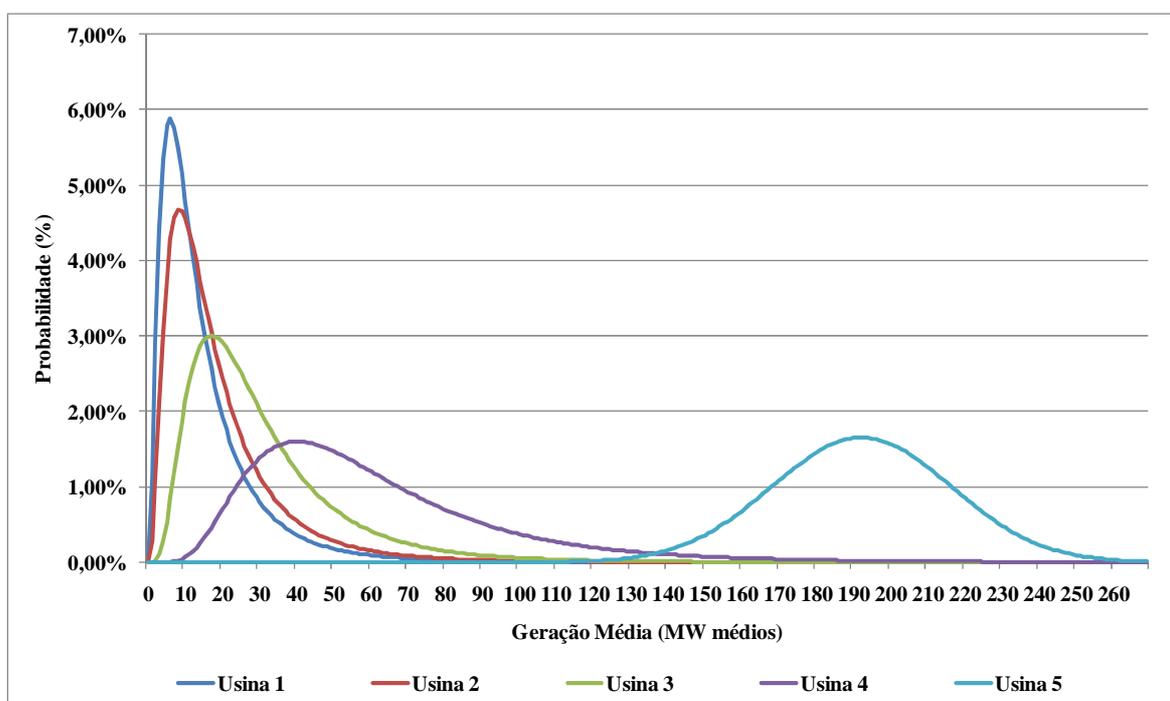


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

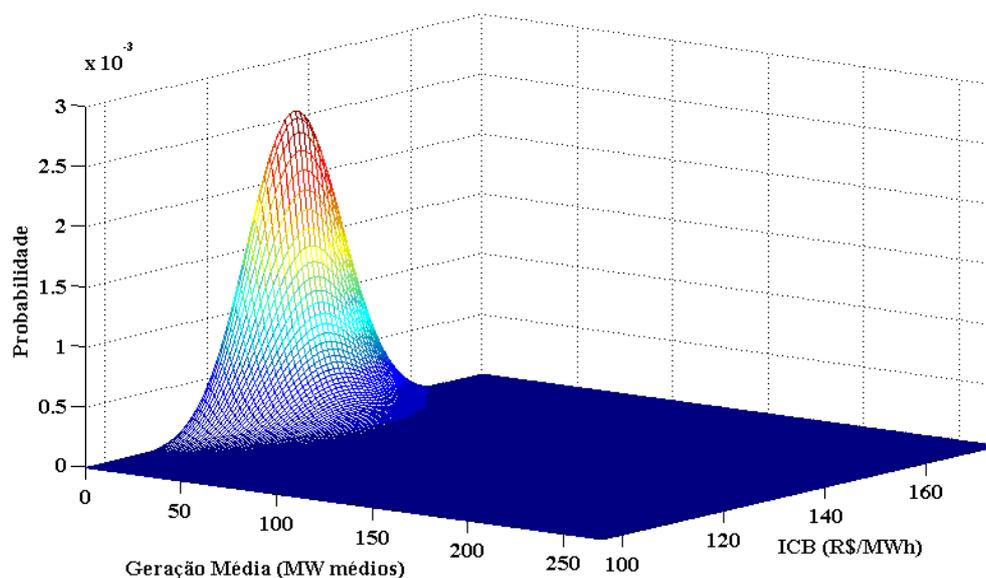


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

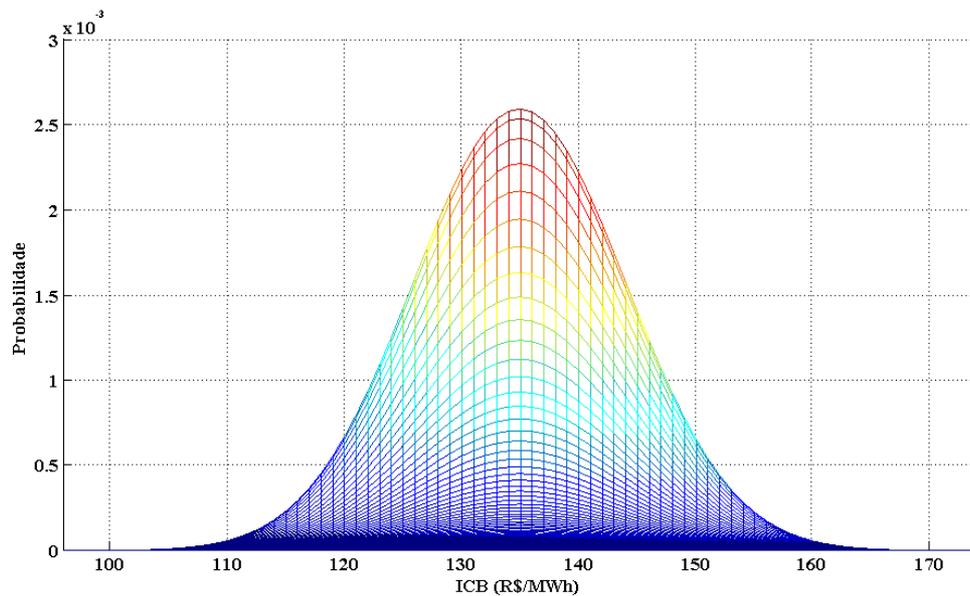


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

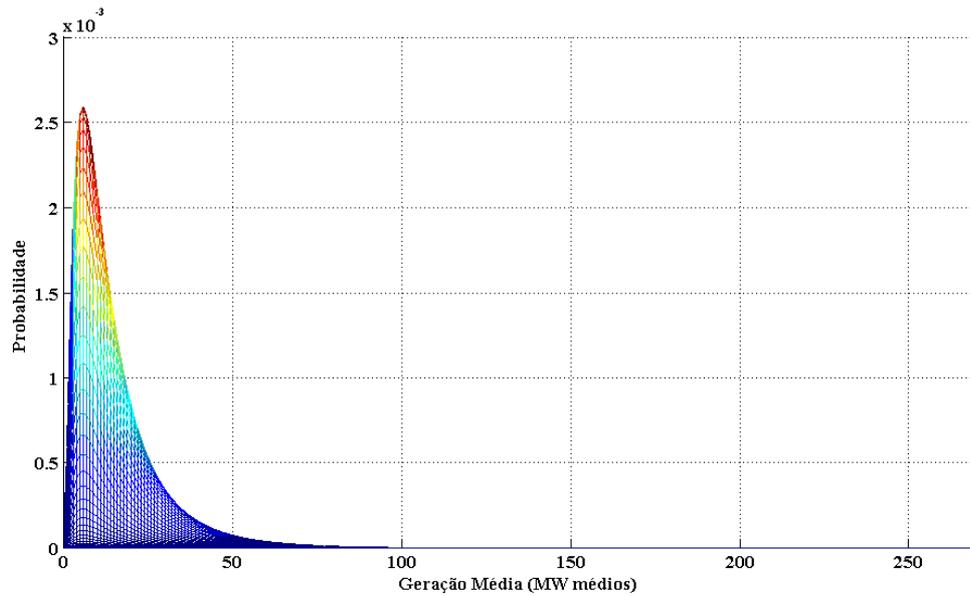


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

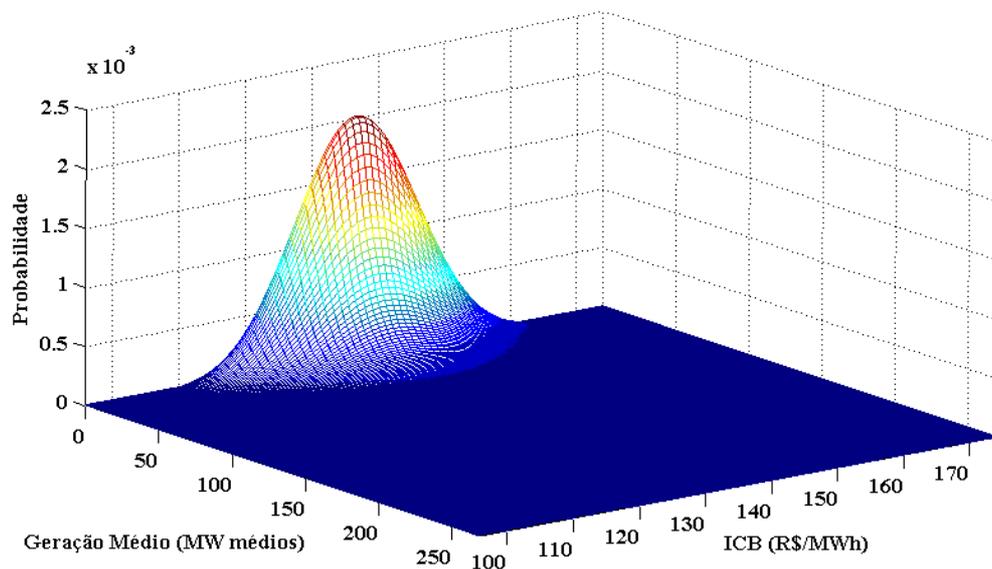


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

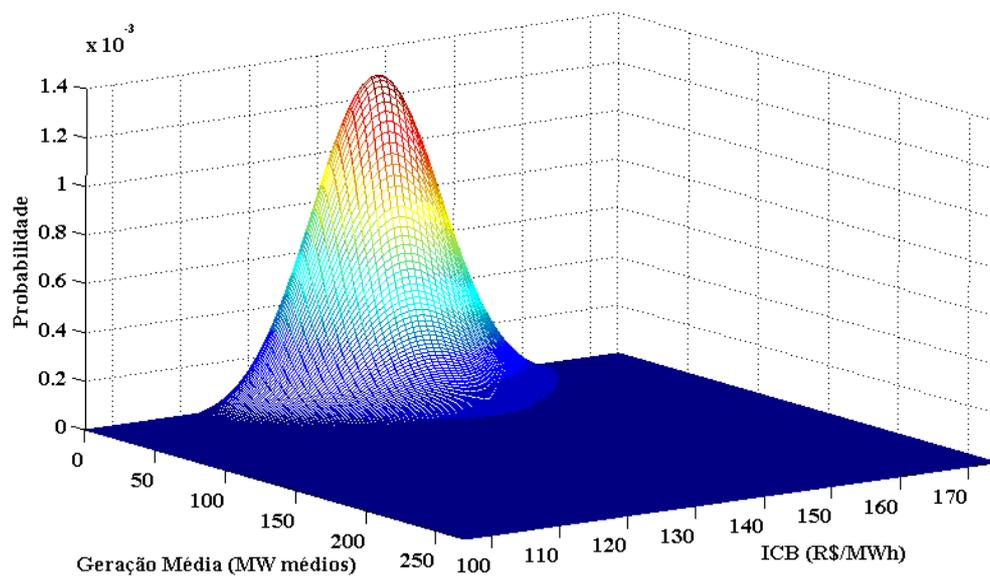


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

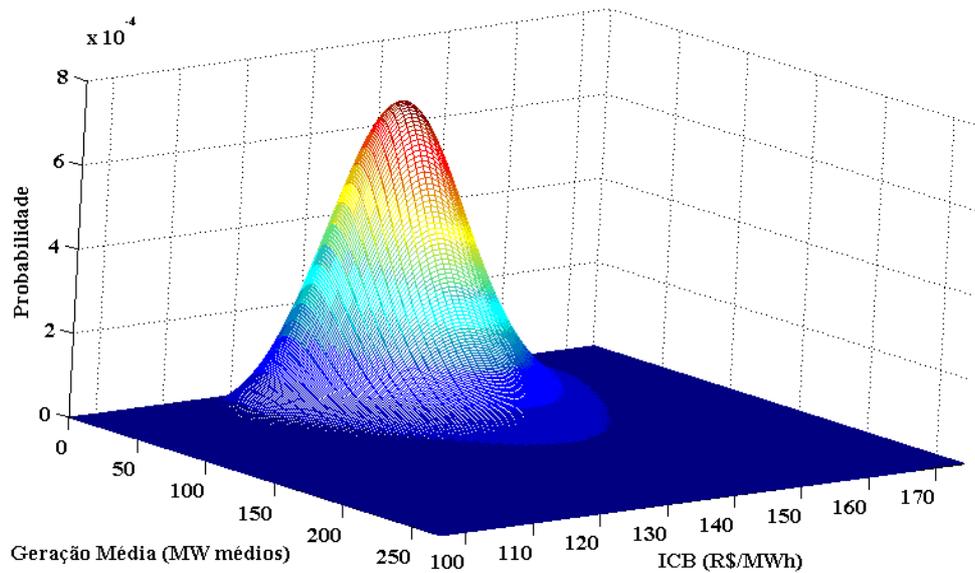


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

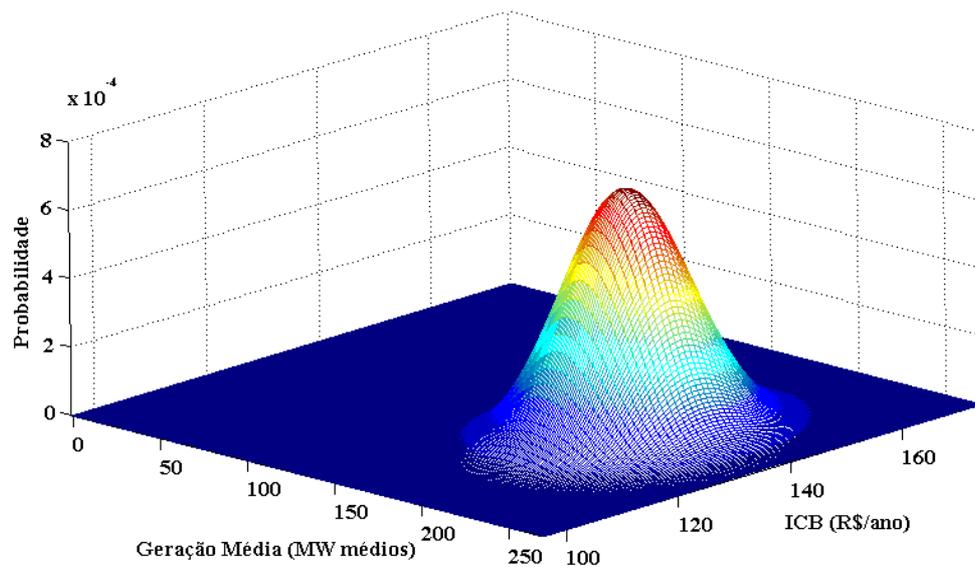


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

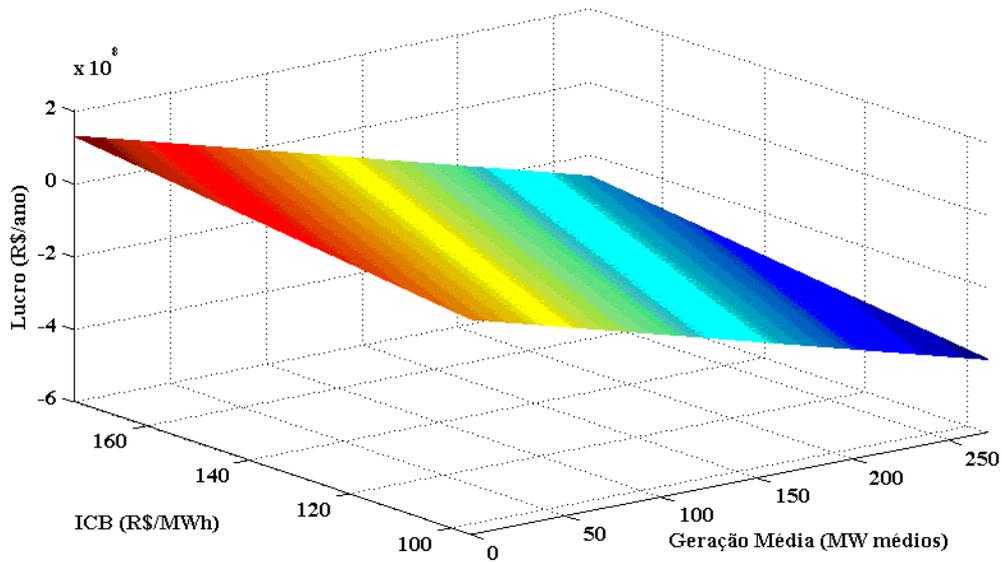


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

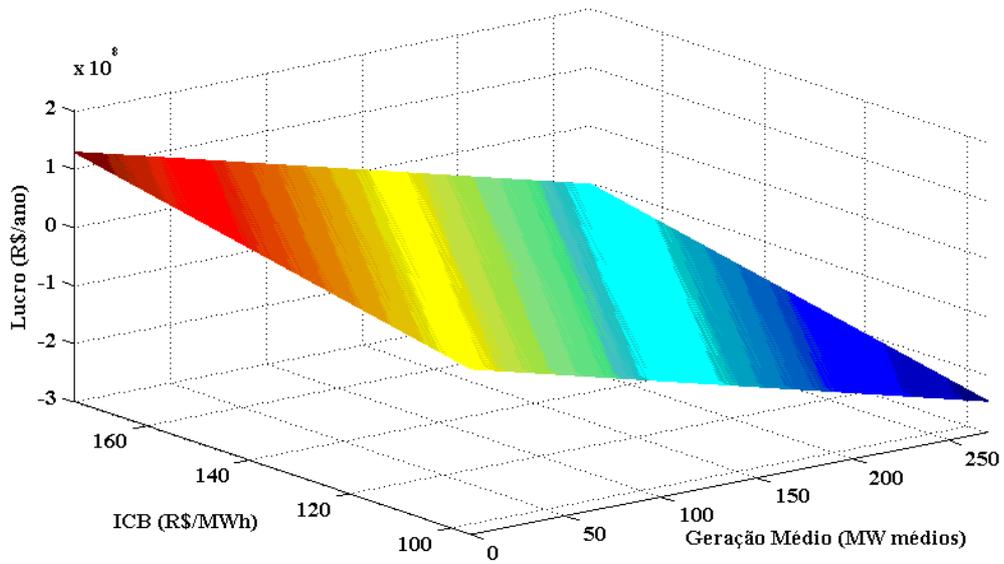


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

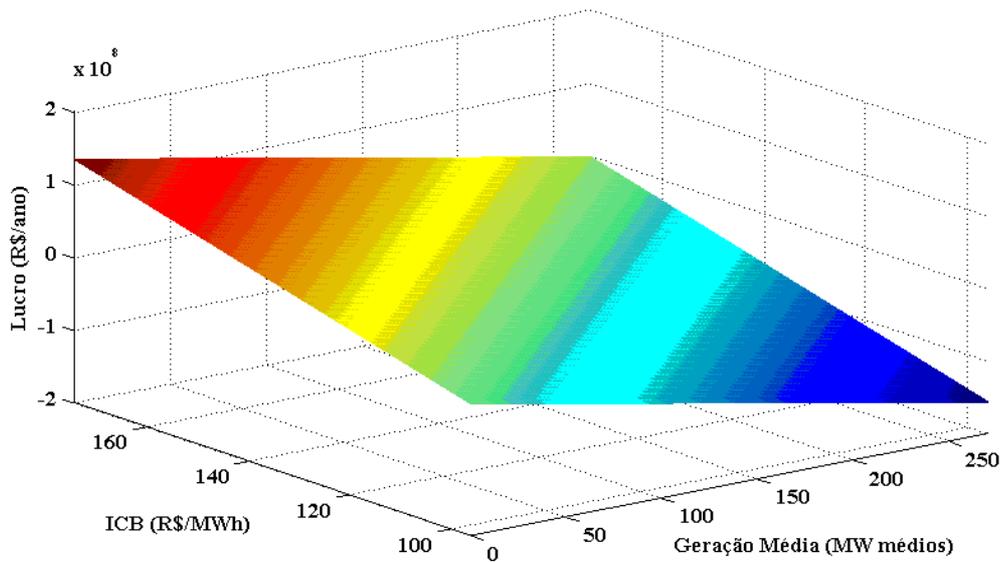


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

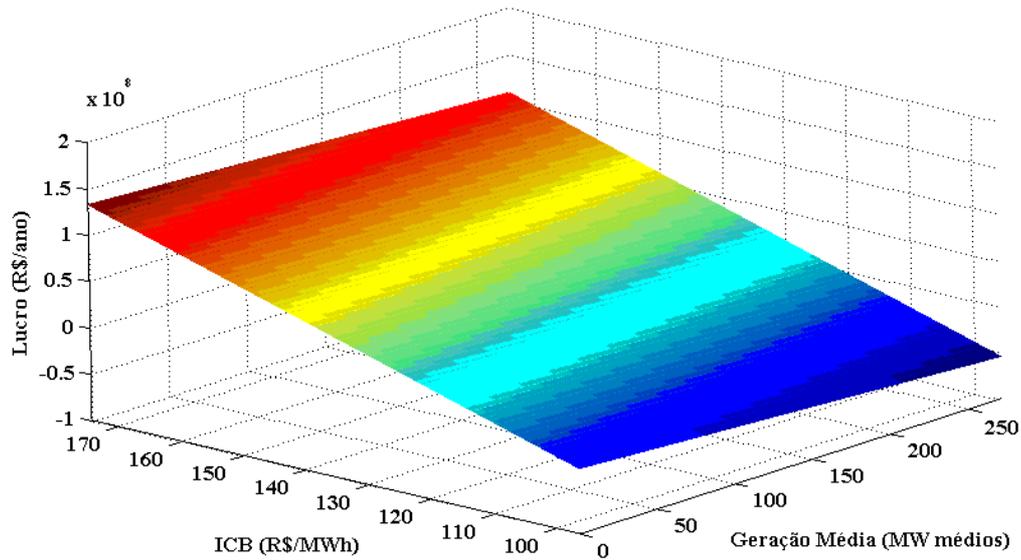


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos à variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

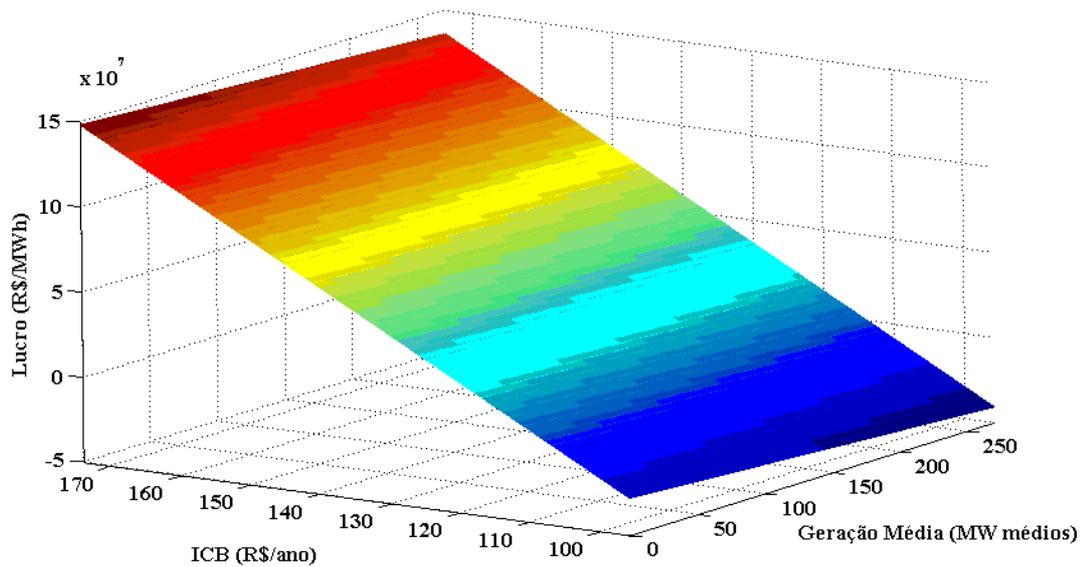


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

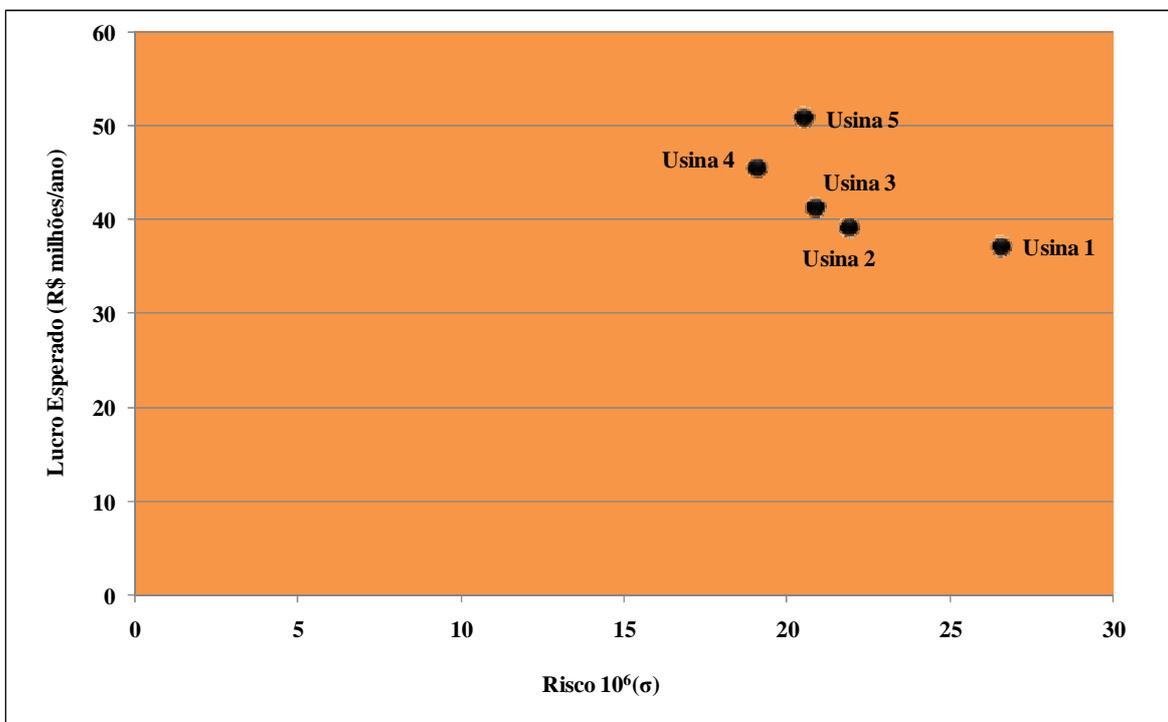


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

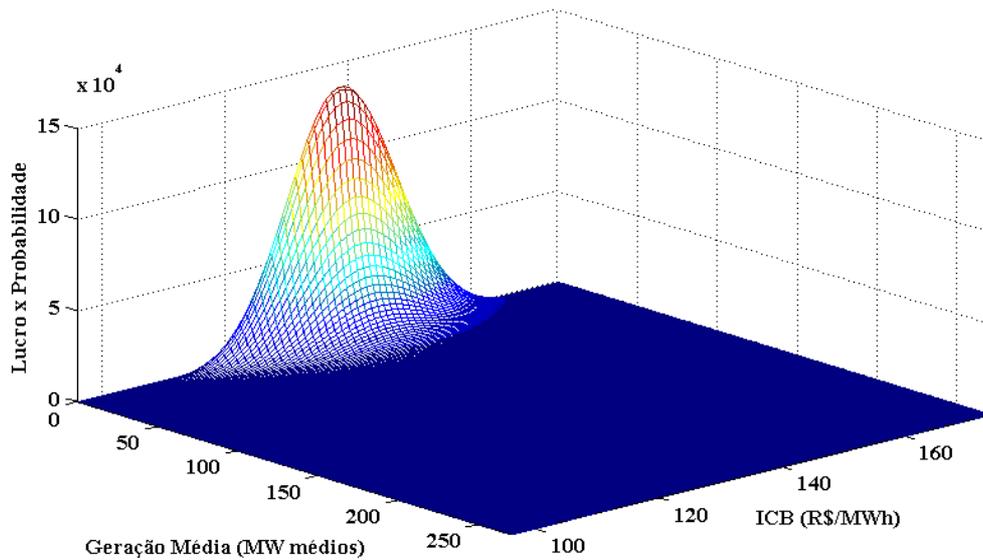
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

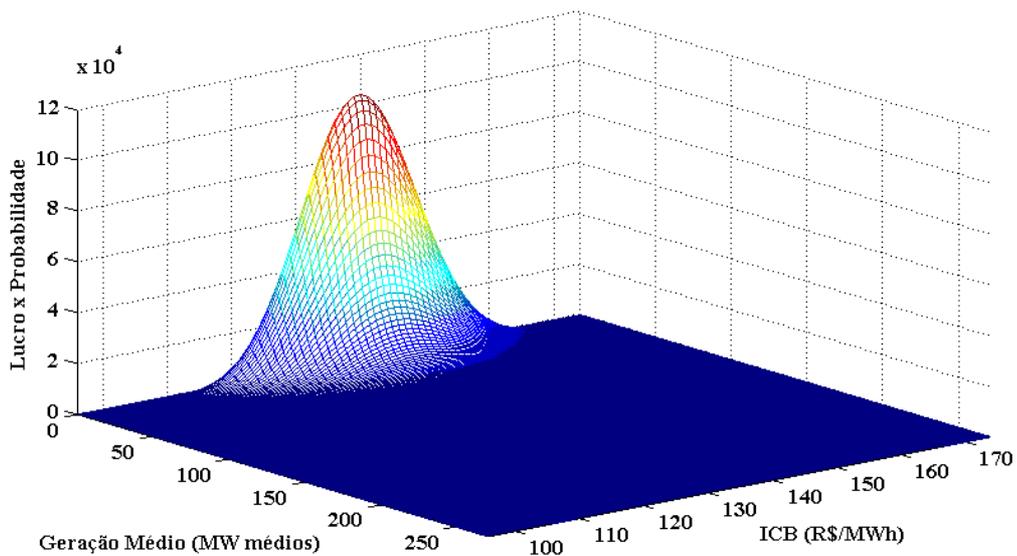
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

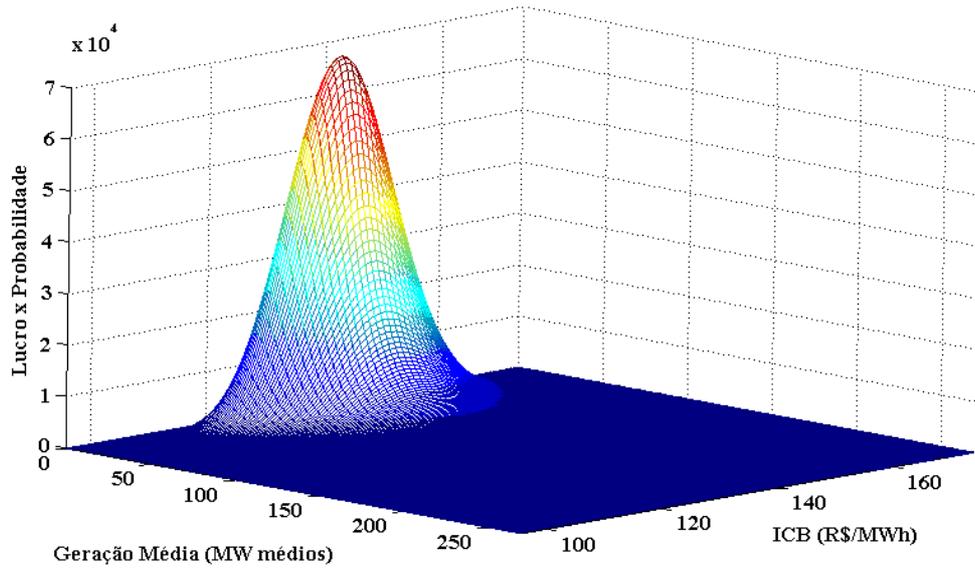
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



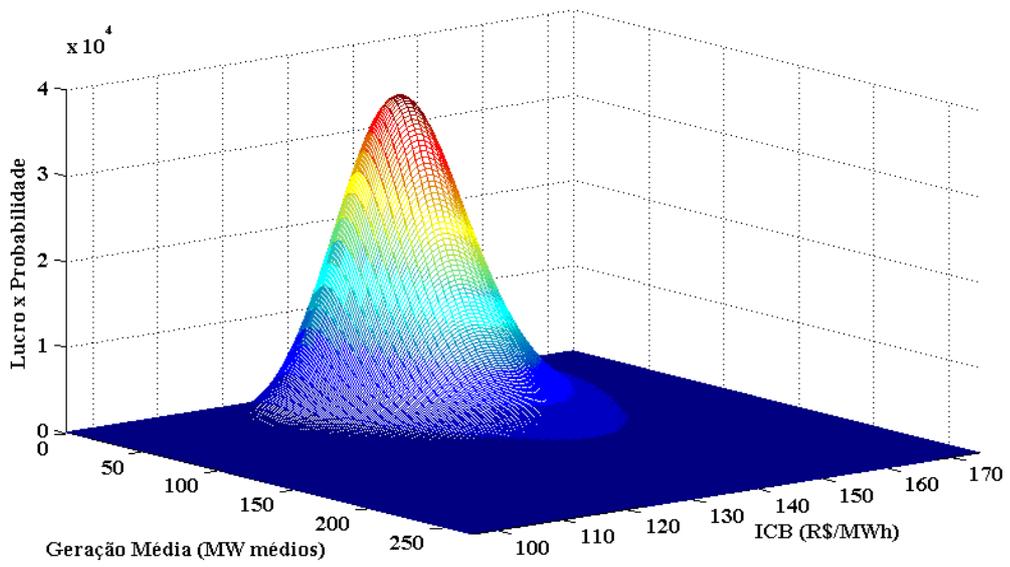
Probabilidade X Lucro para Usina 1



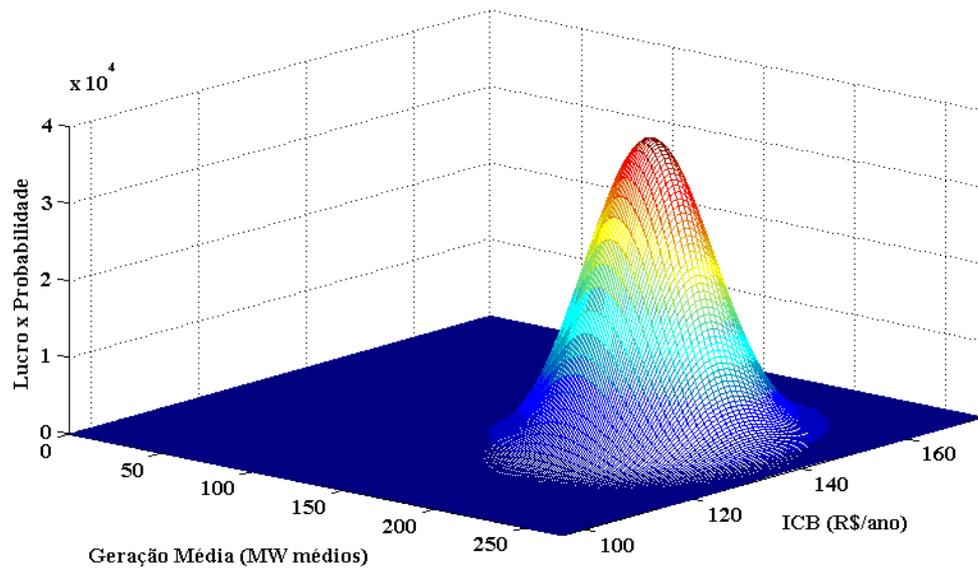
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico.....	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas.....	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova.....	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU.....	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU.....	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU.....	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB.....	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh.....	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh.....	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh.....	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh.....	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh.....	55
Figura 6.6 – Custos e ICB.....	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R).....	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO.....	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO.....	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO.....	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO.....	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETRORÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

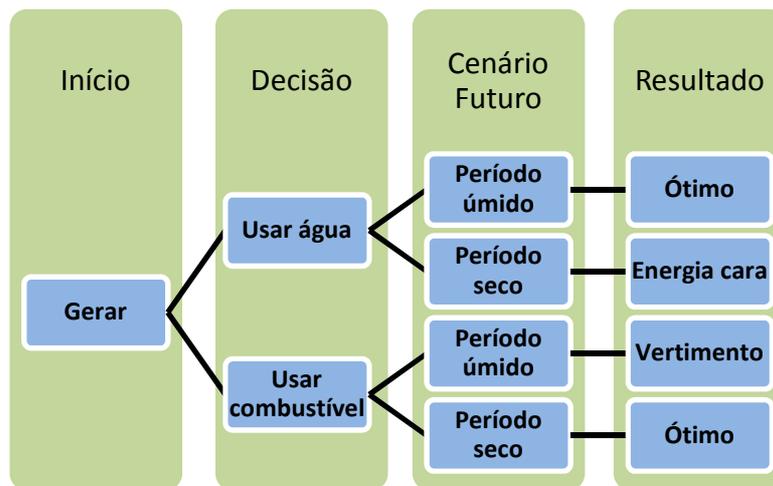


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será reposta nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$\text{Garantia Física} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times \text{CVU}) \times \text{Disp} \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

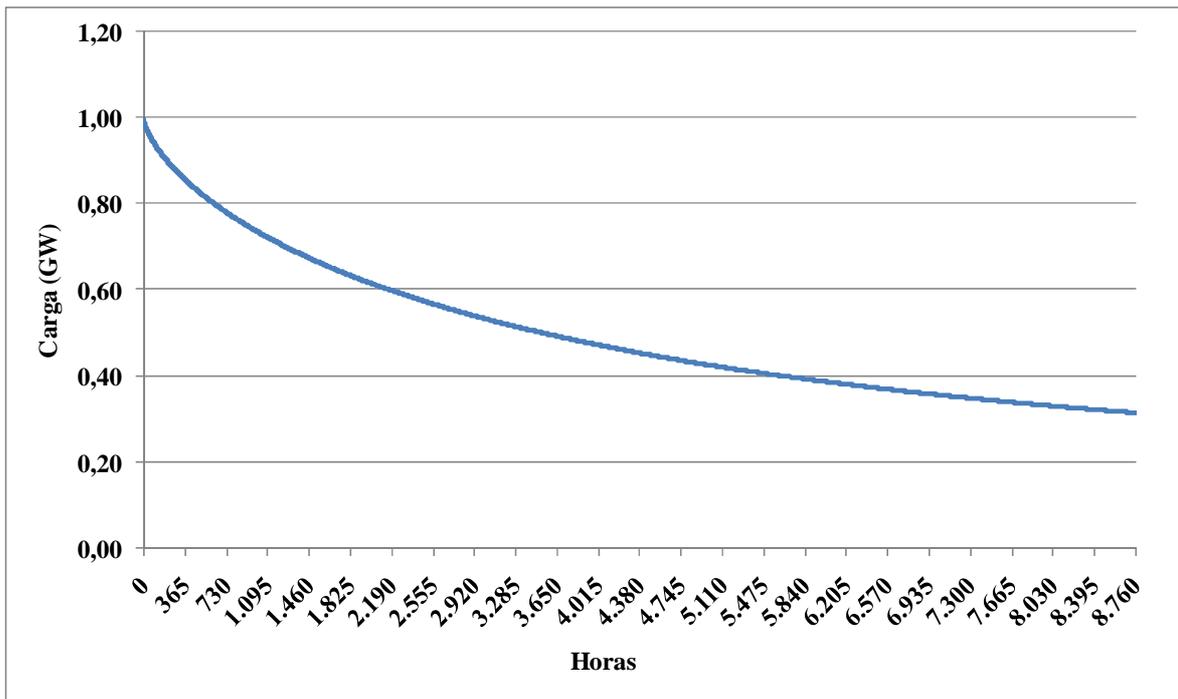


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

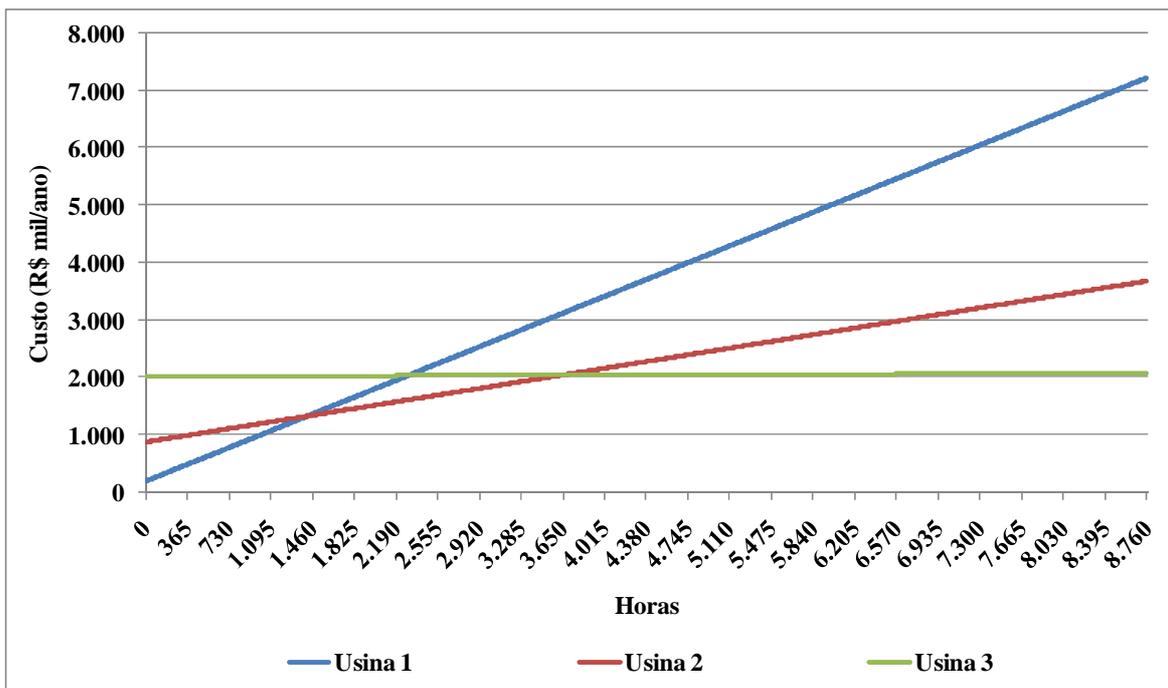


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

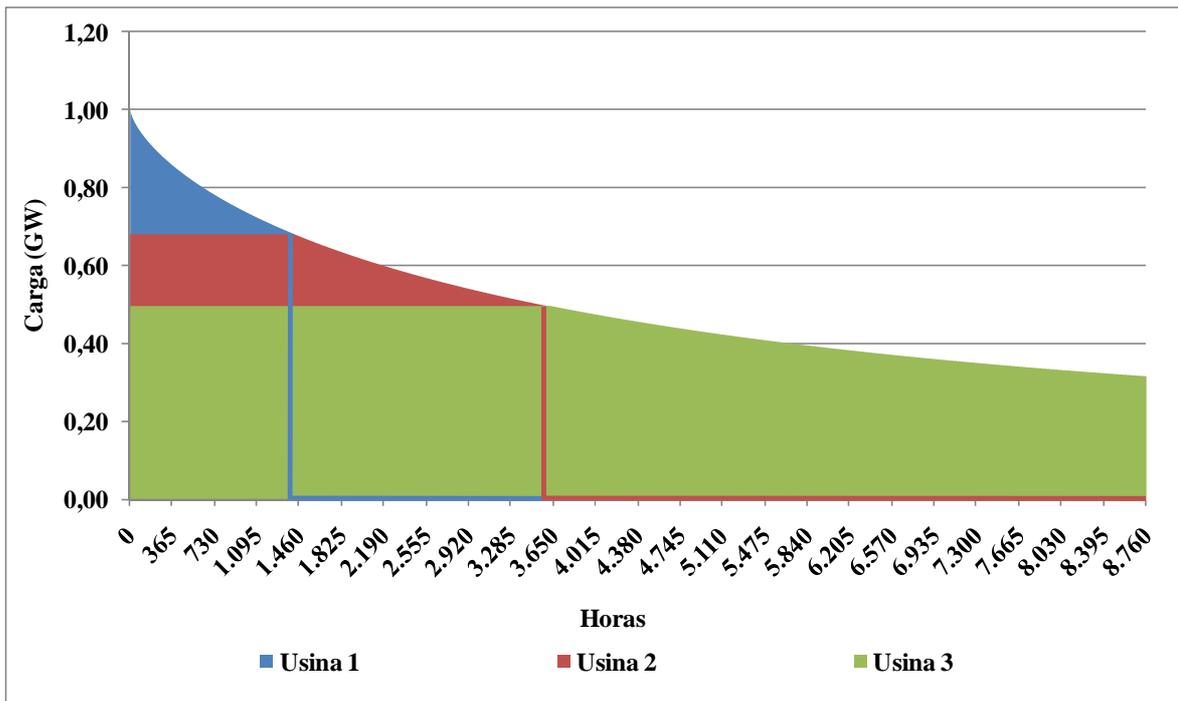


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

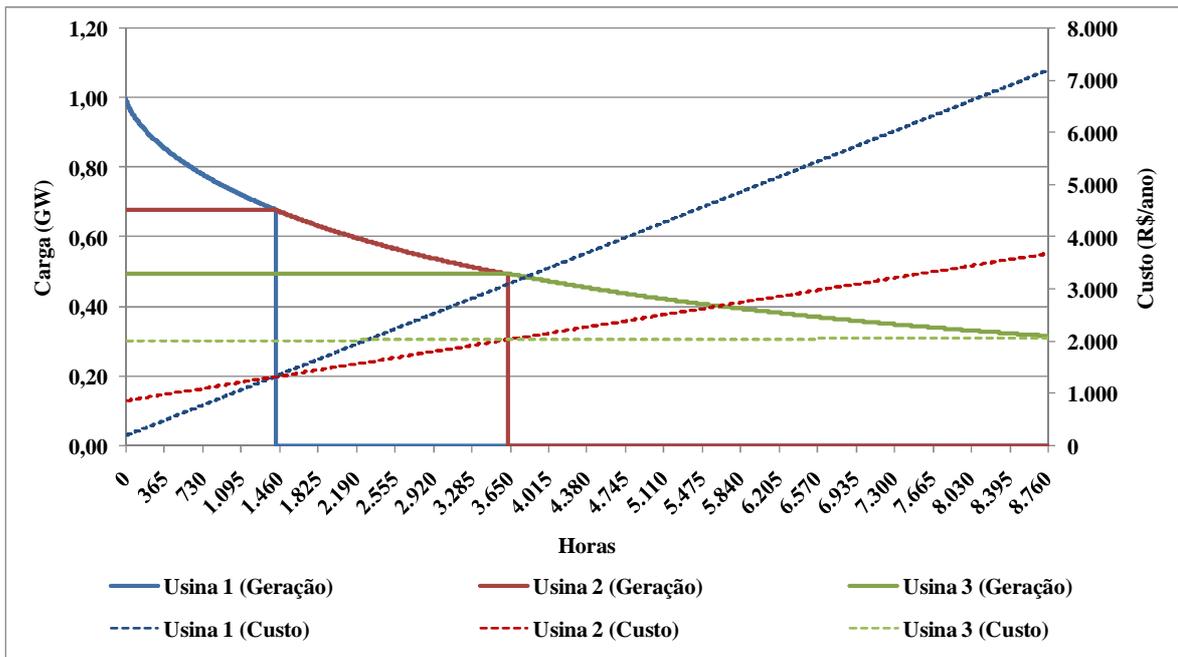


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

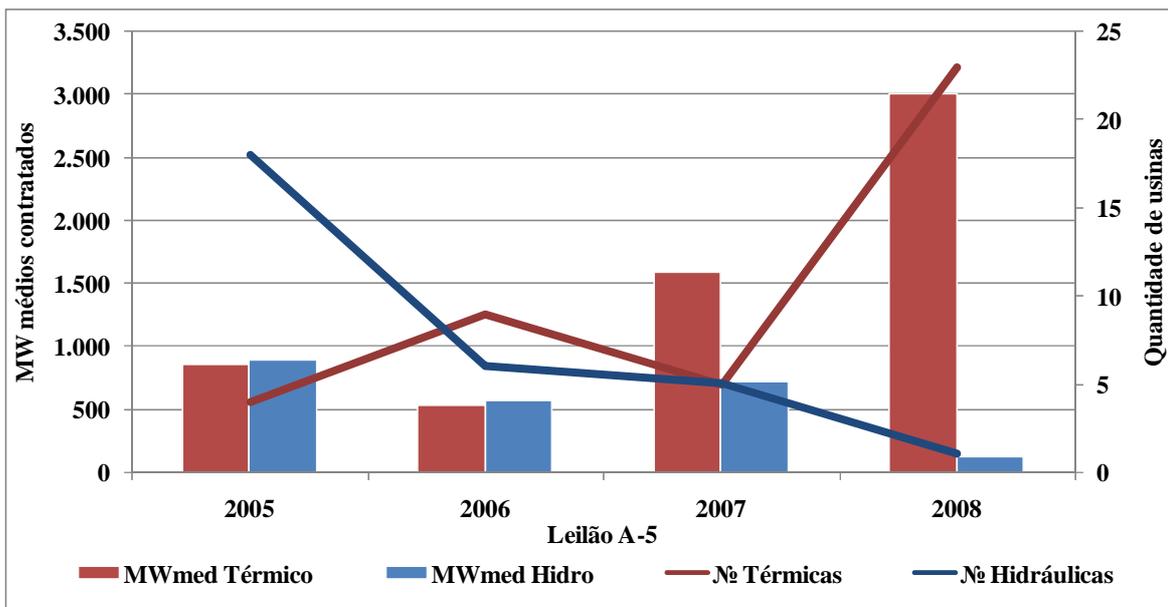


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

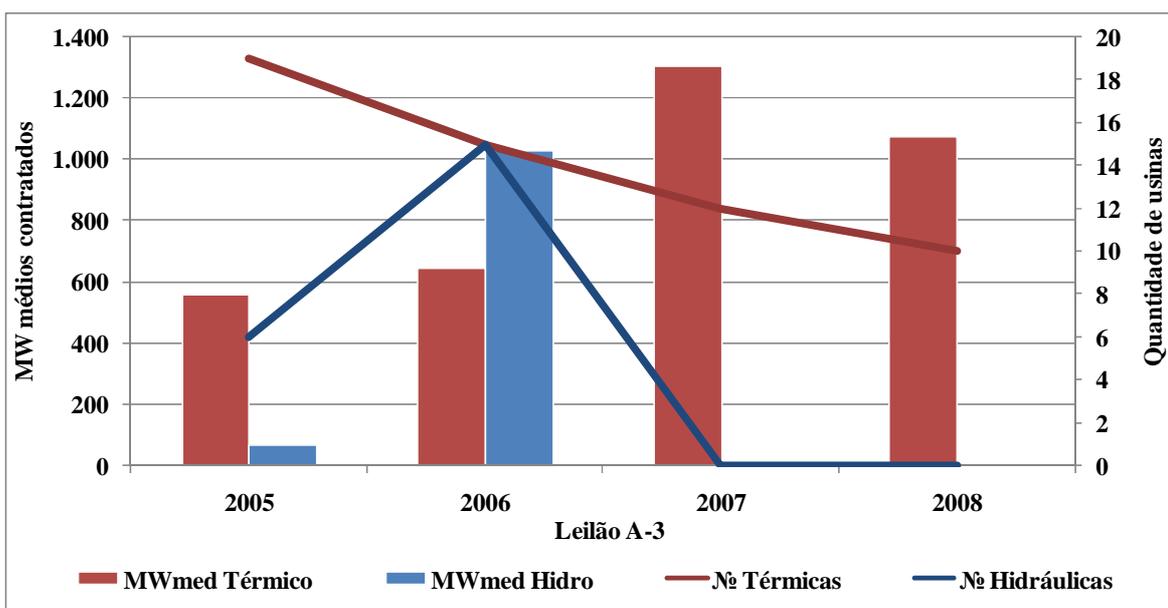


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

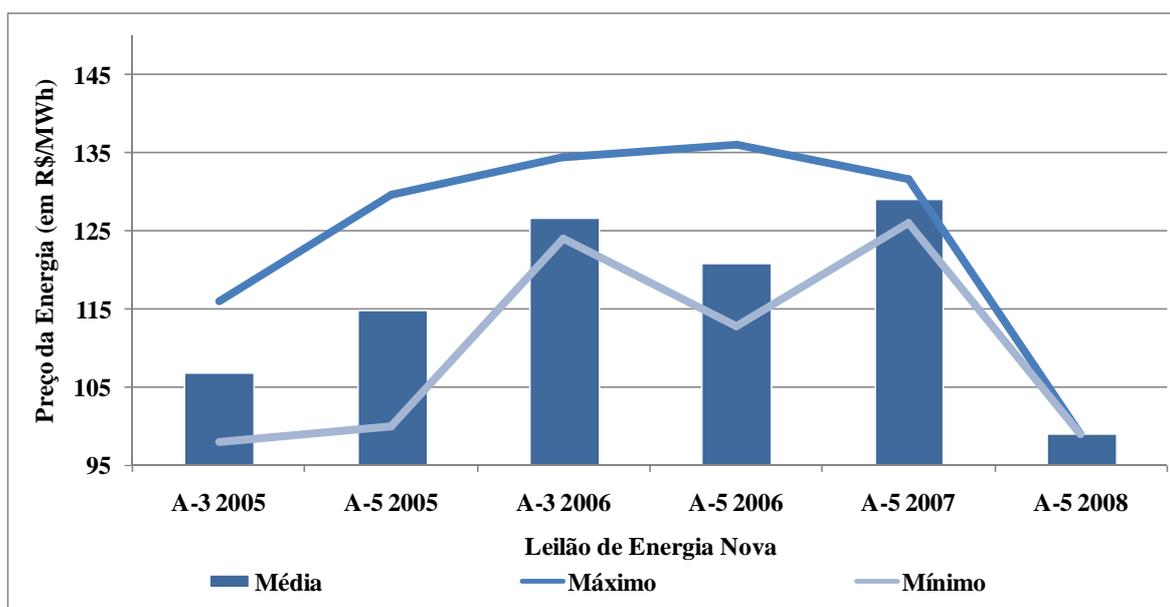


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

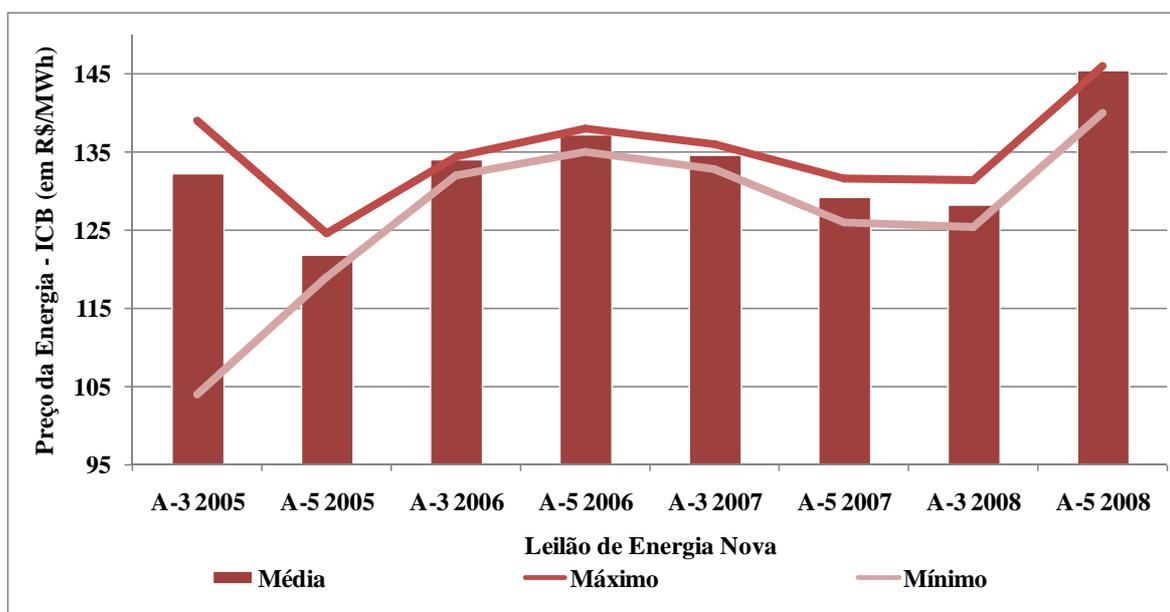


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

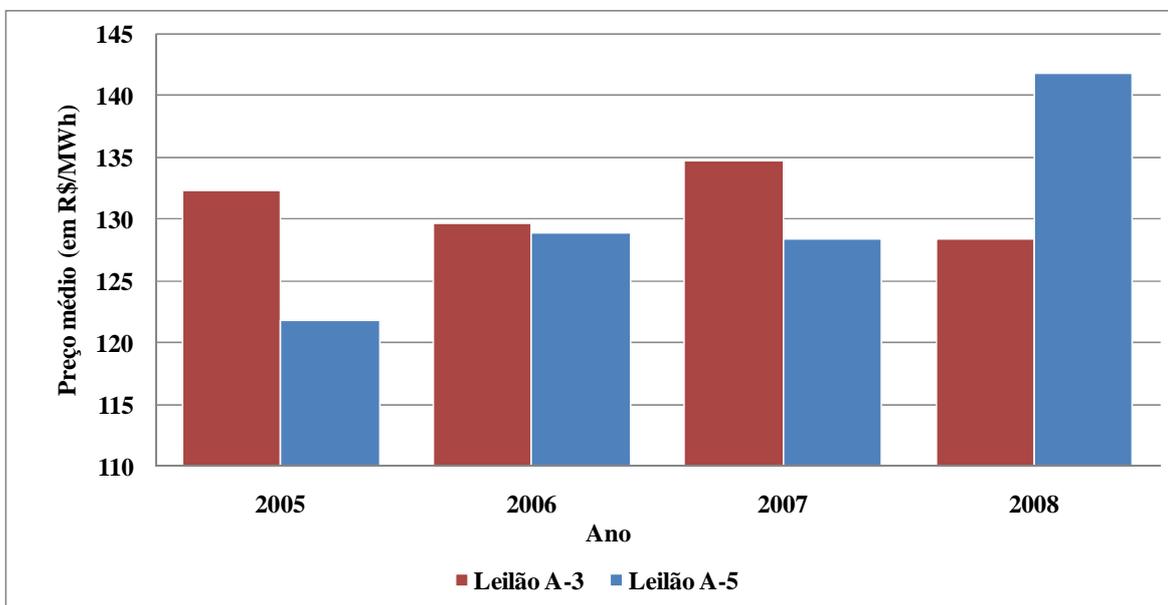


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

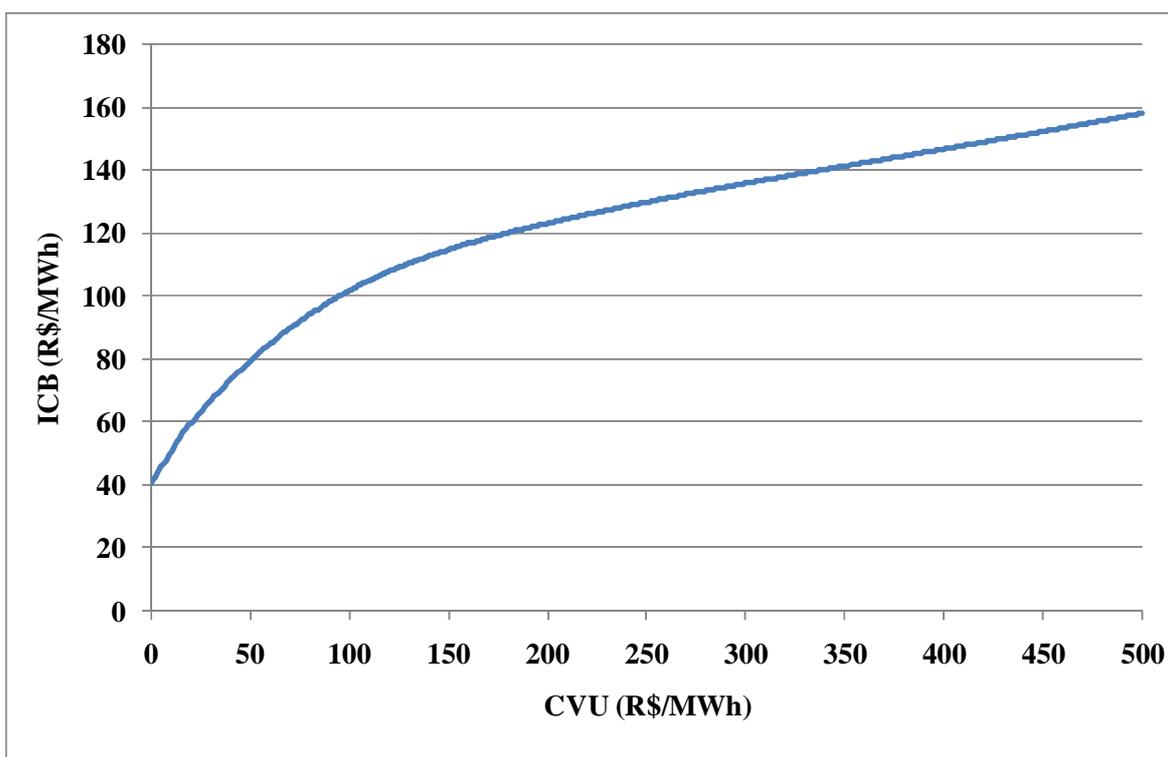


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

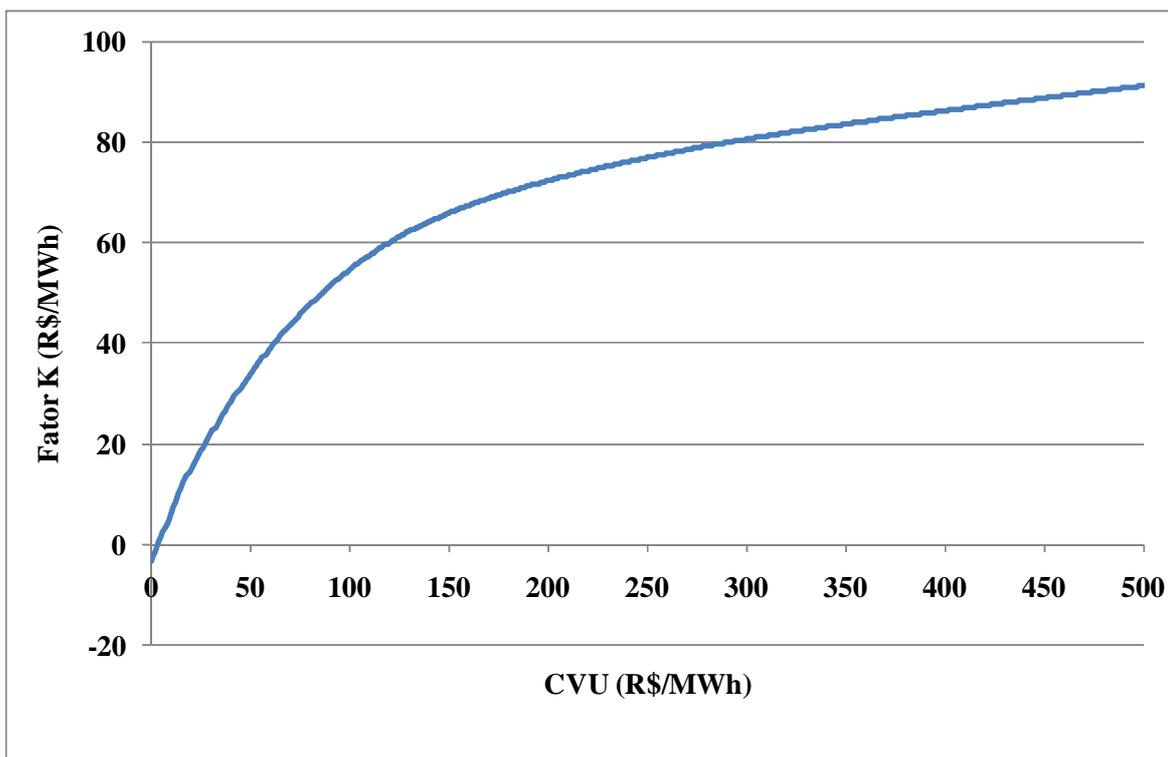


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

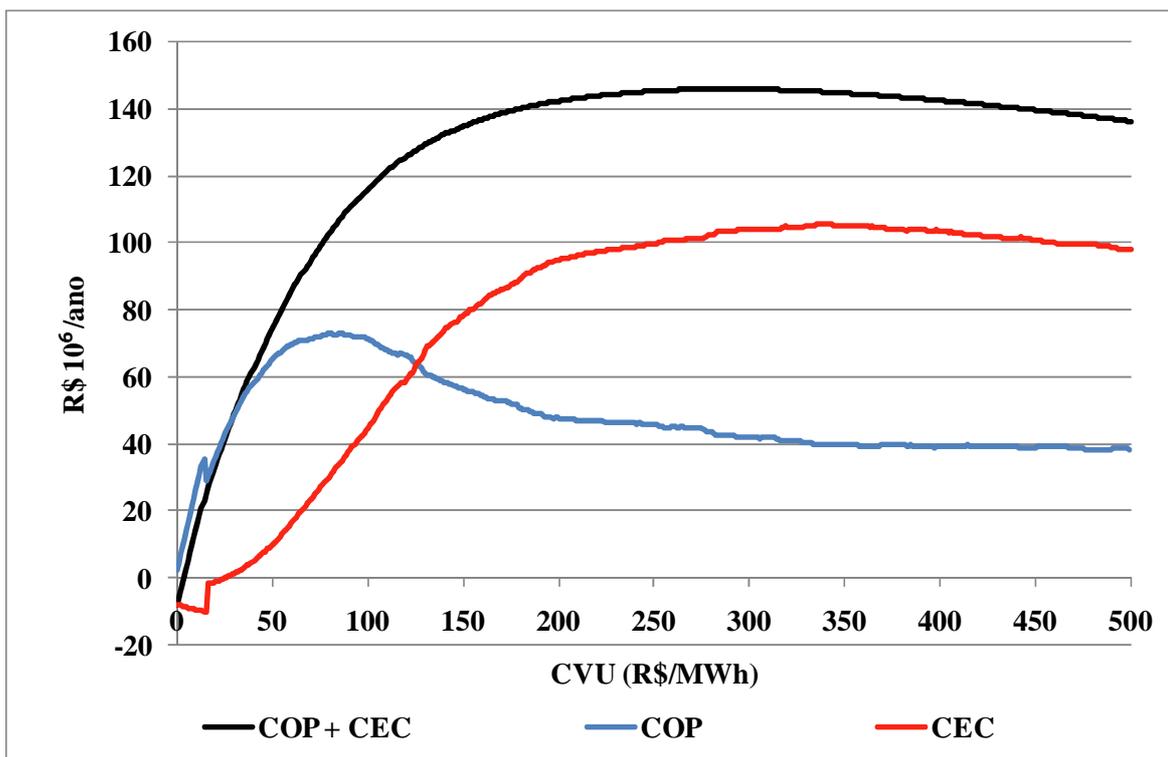


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

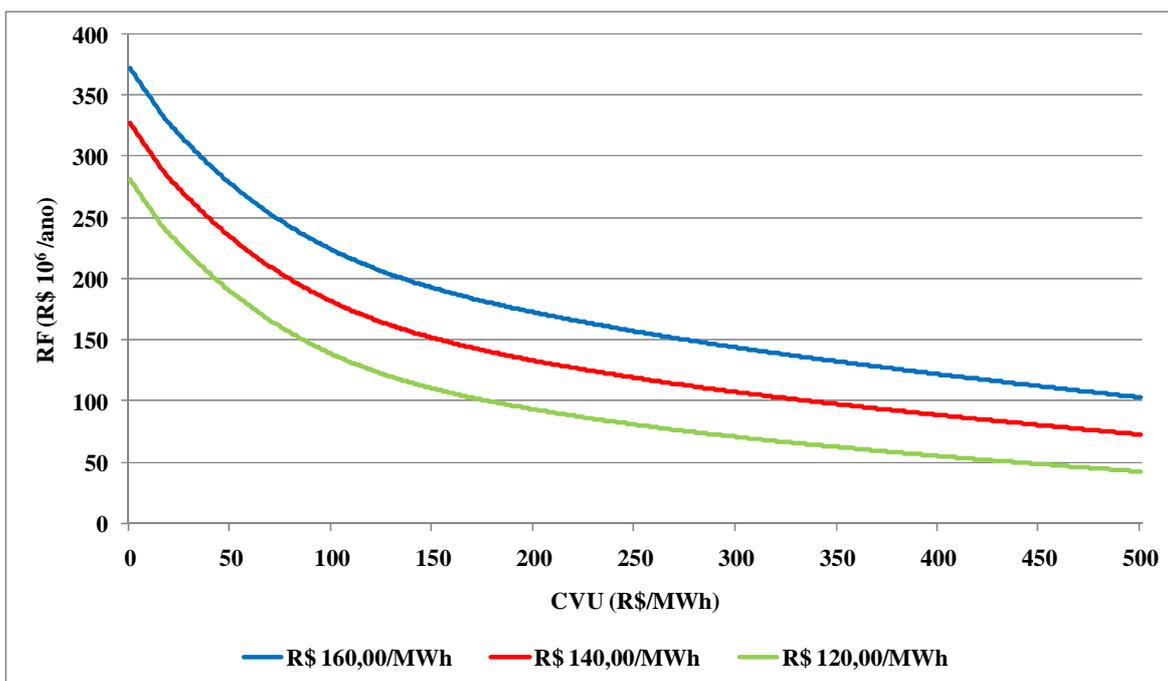


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra *R*, os declarados pela letra *D*. Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o $CV(D)$ inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como $GERA(M)$.

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) \times (GERA(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

$GERA(M)$: será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em c cenários e m meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

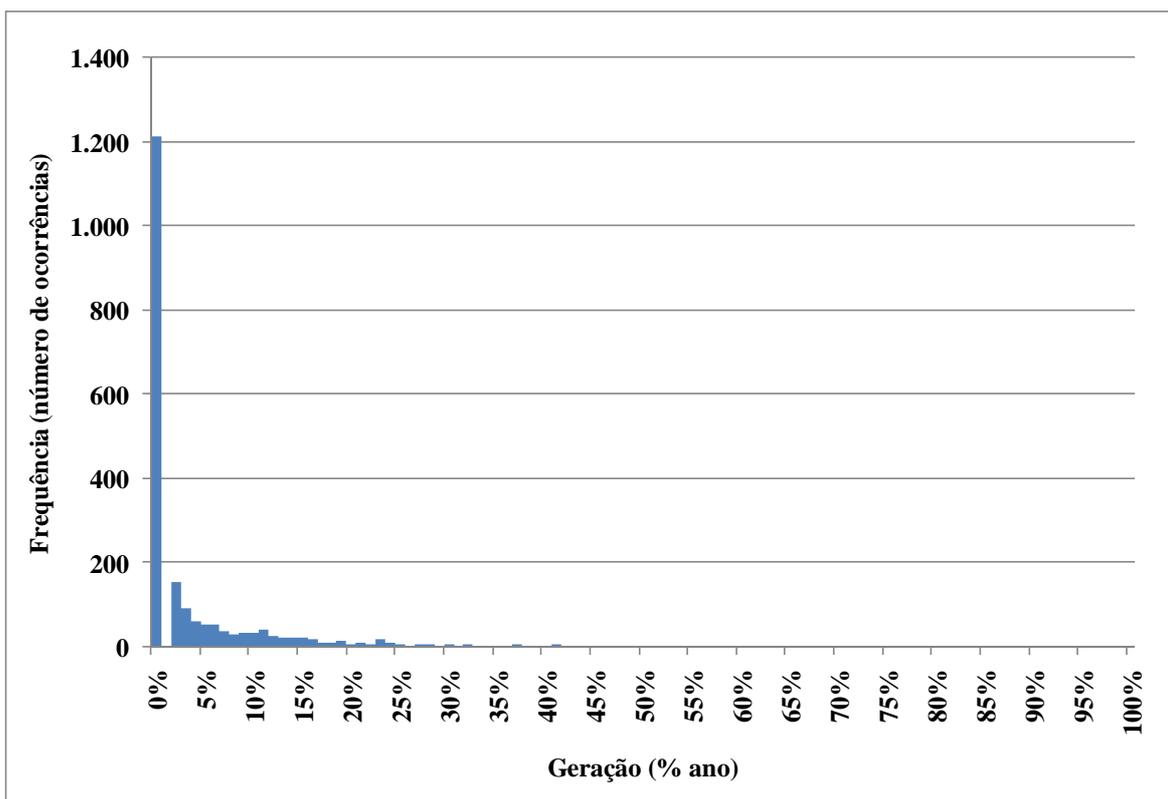


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

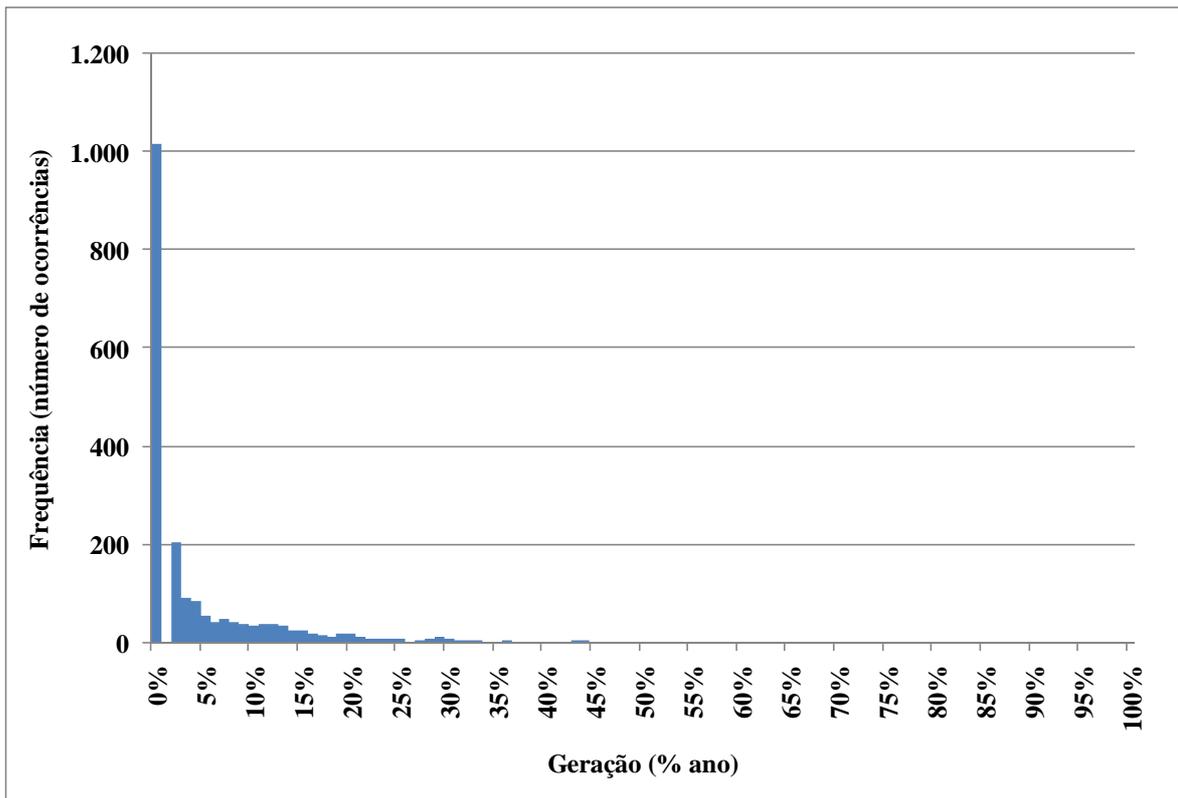


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

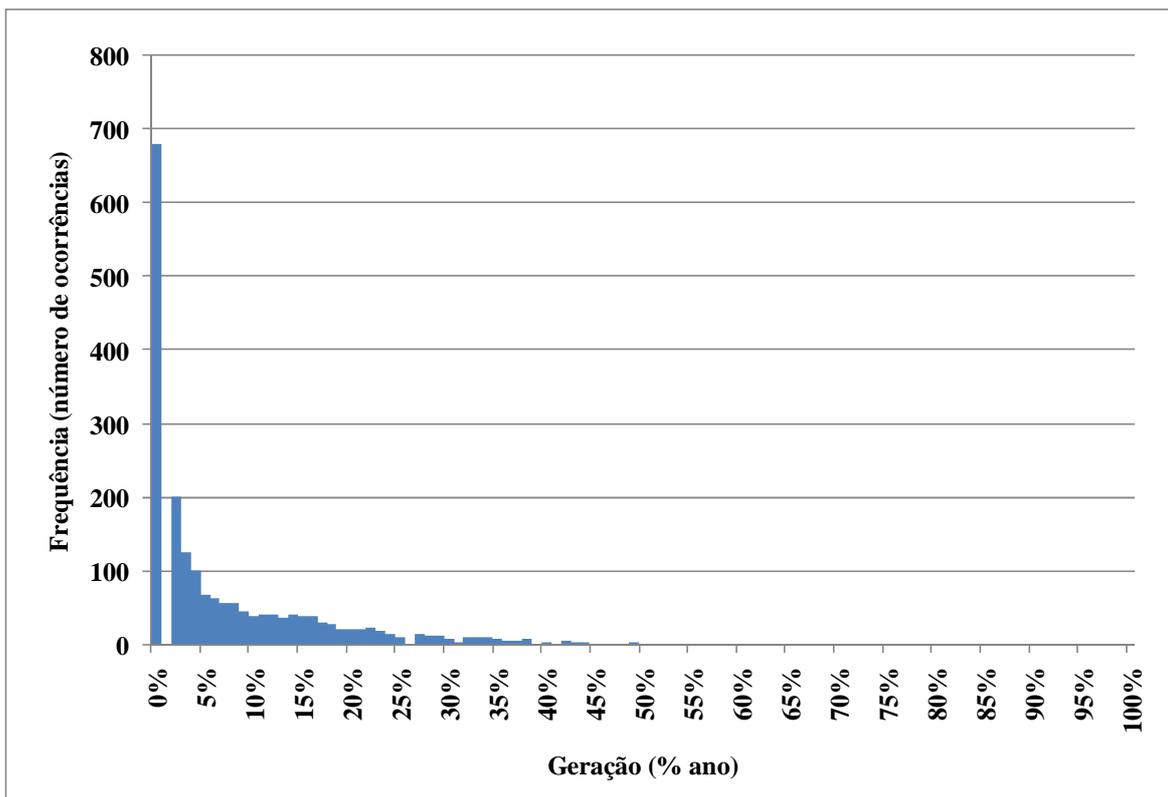


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

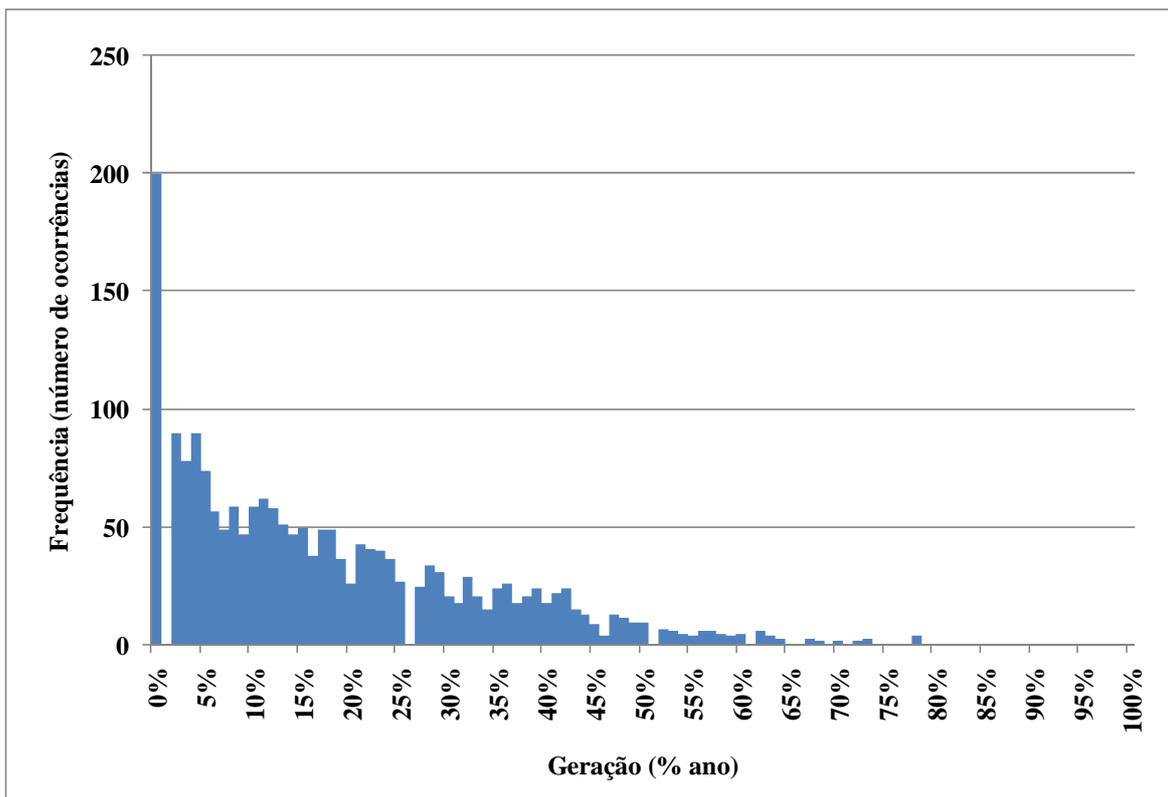


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

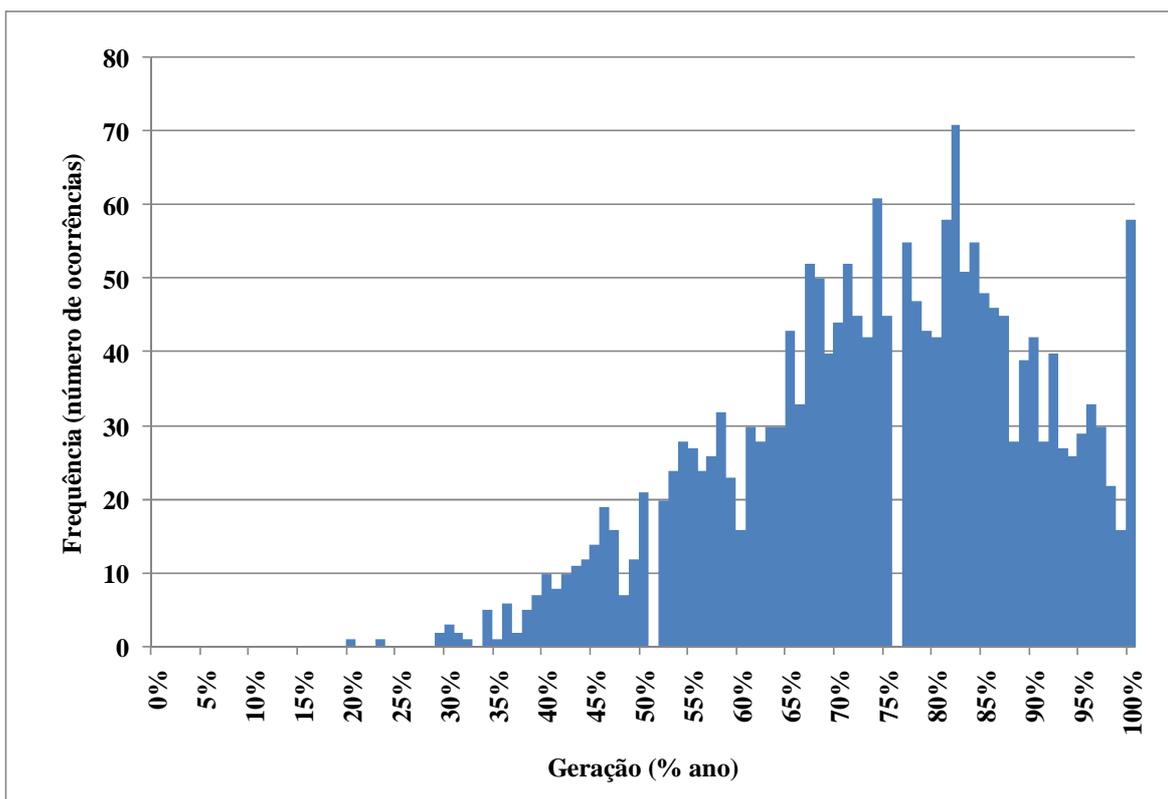


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

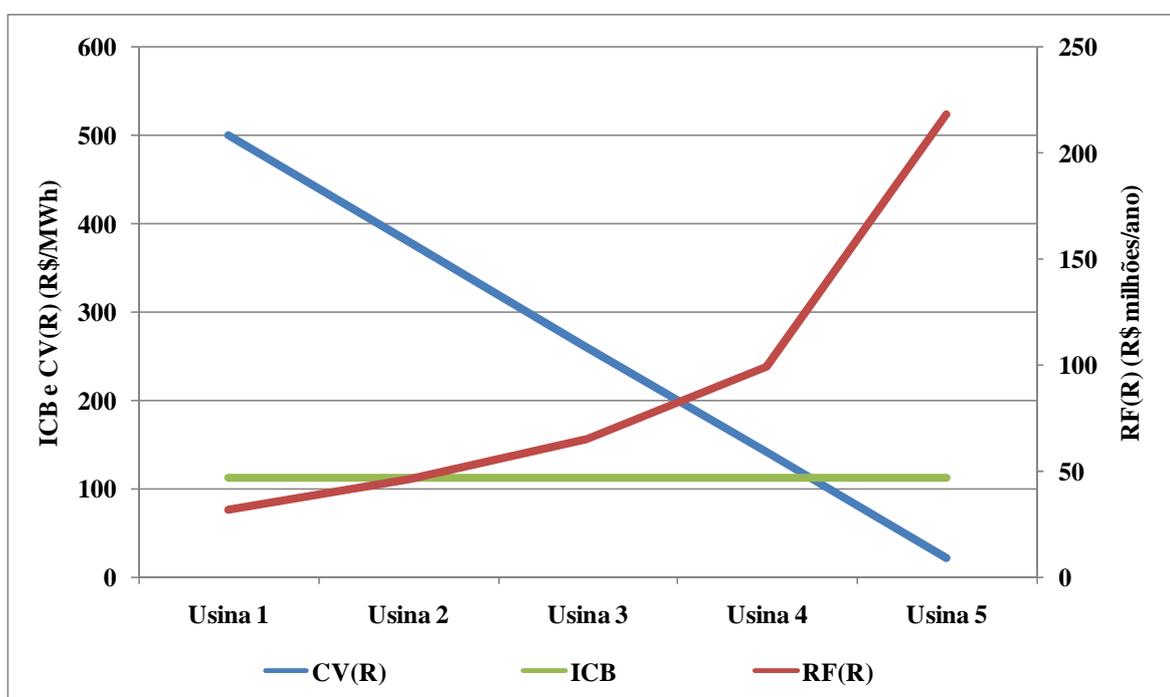


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

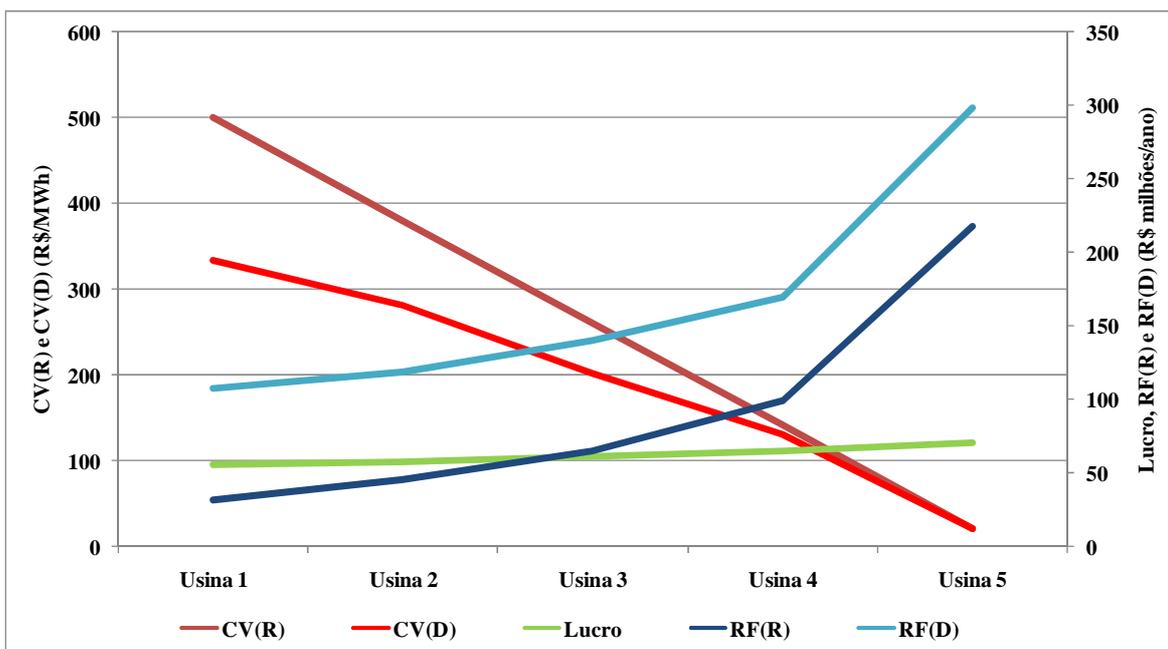


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

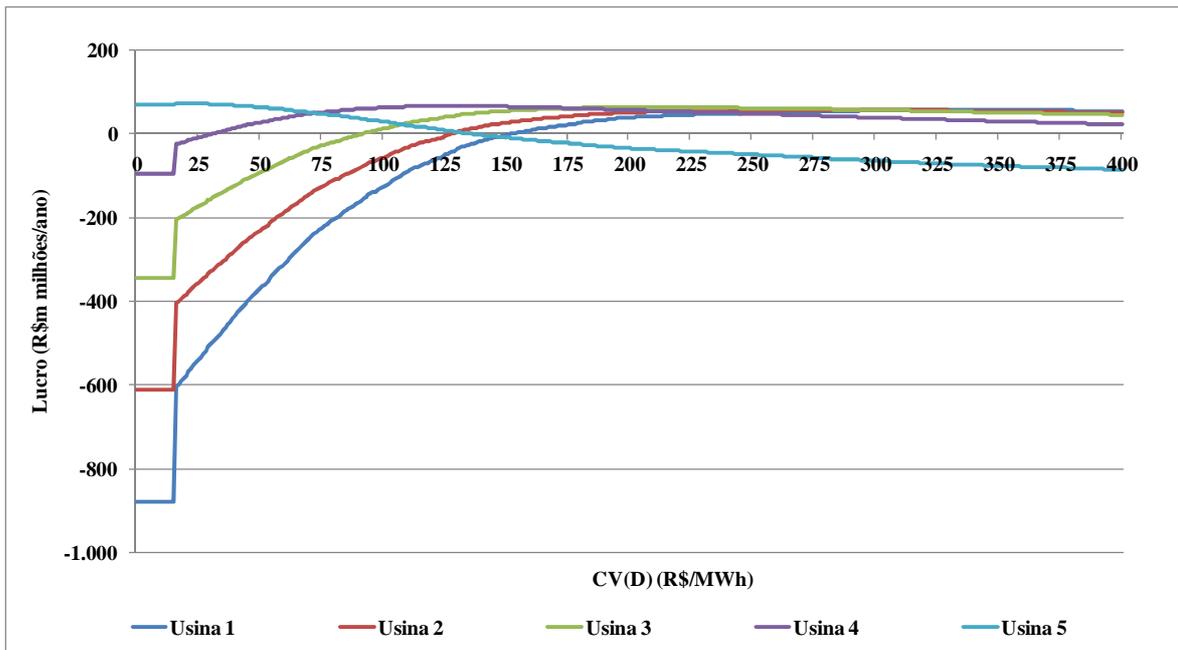


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

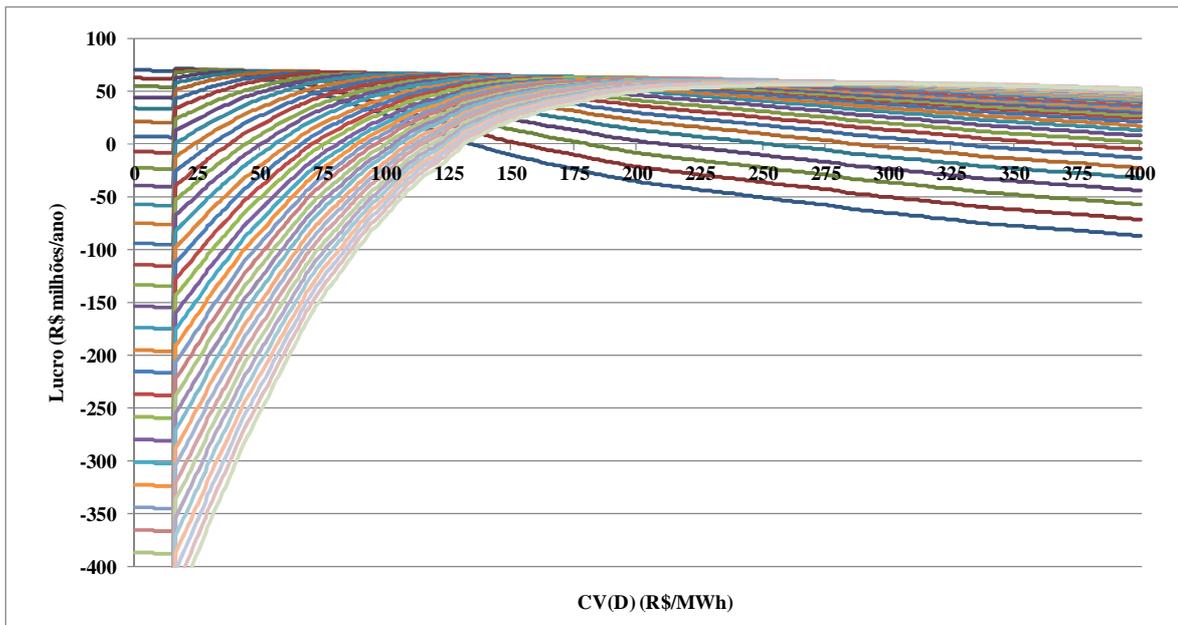


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

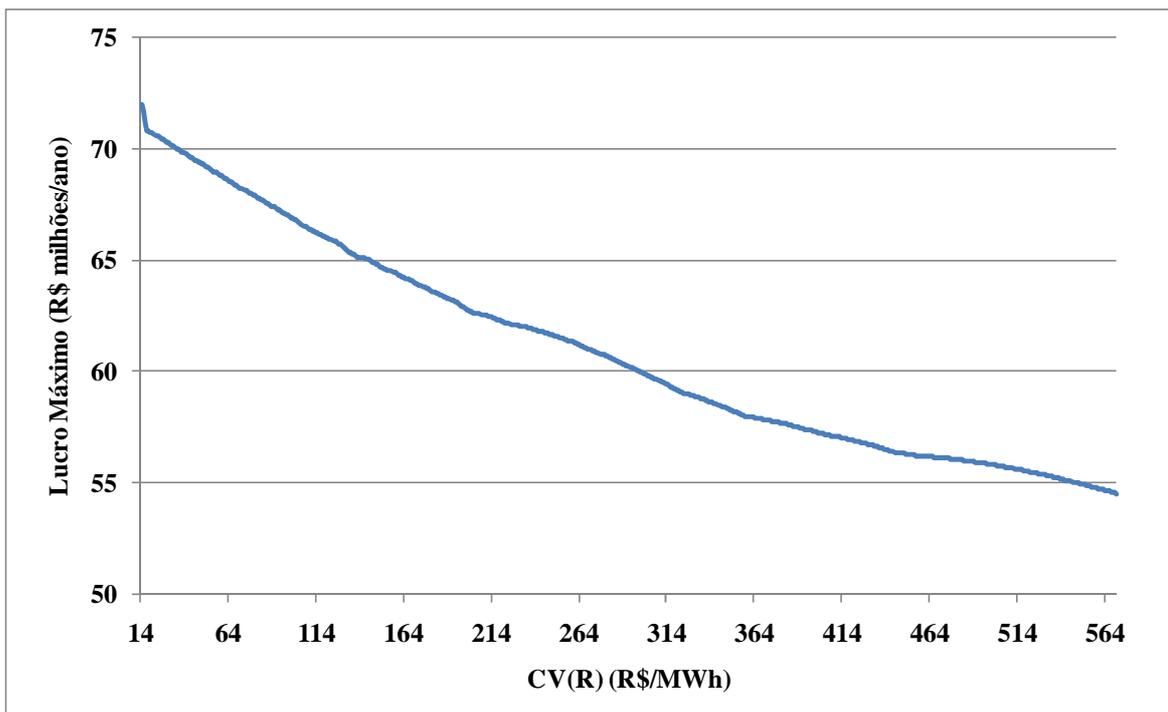


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:



Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

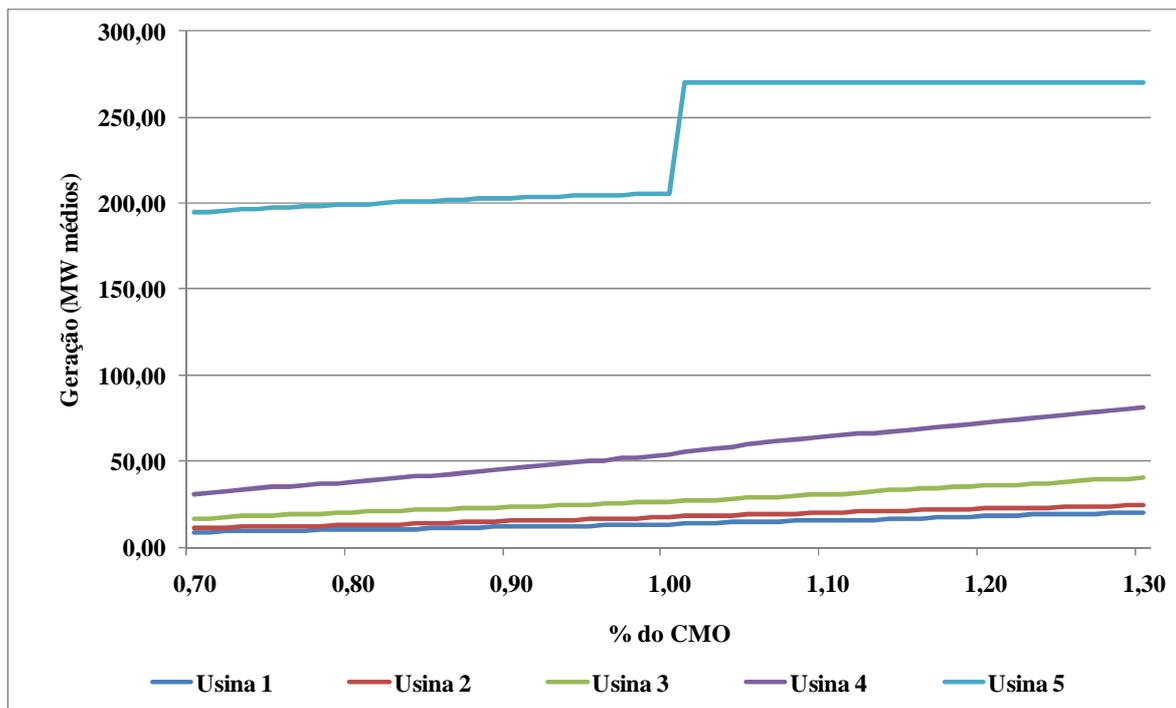


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

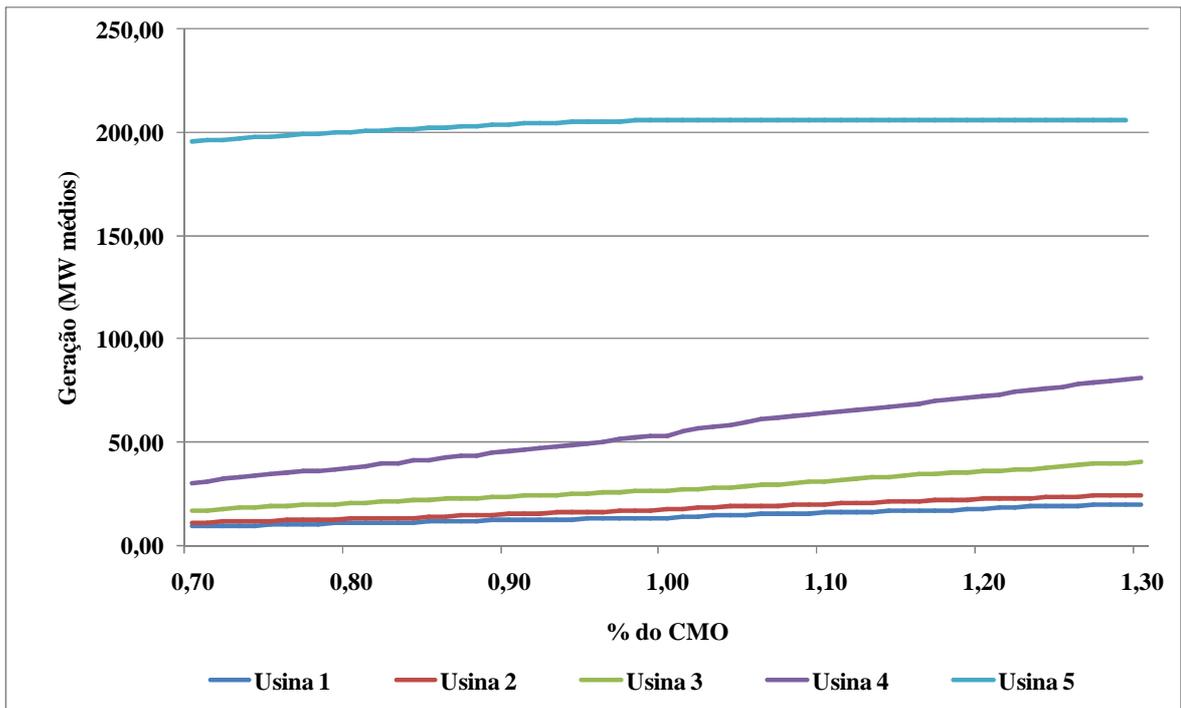


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

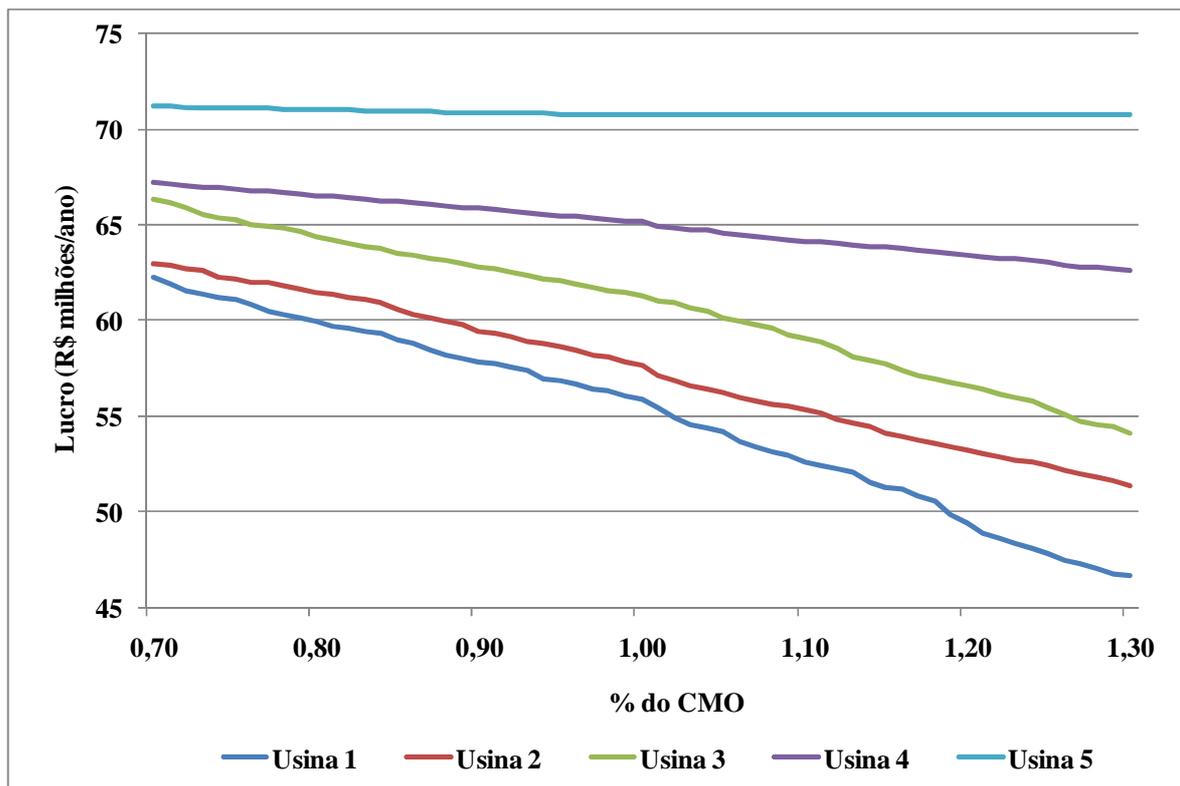


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

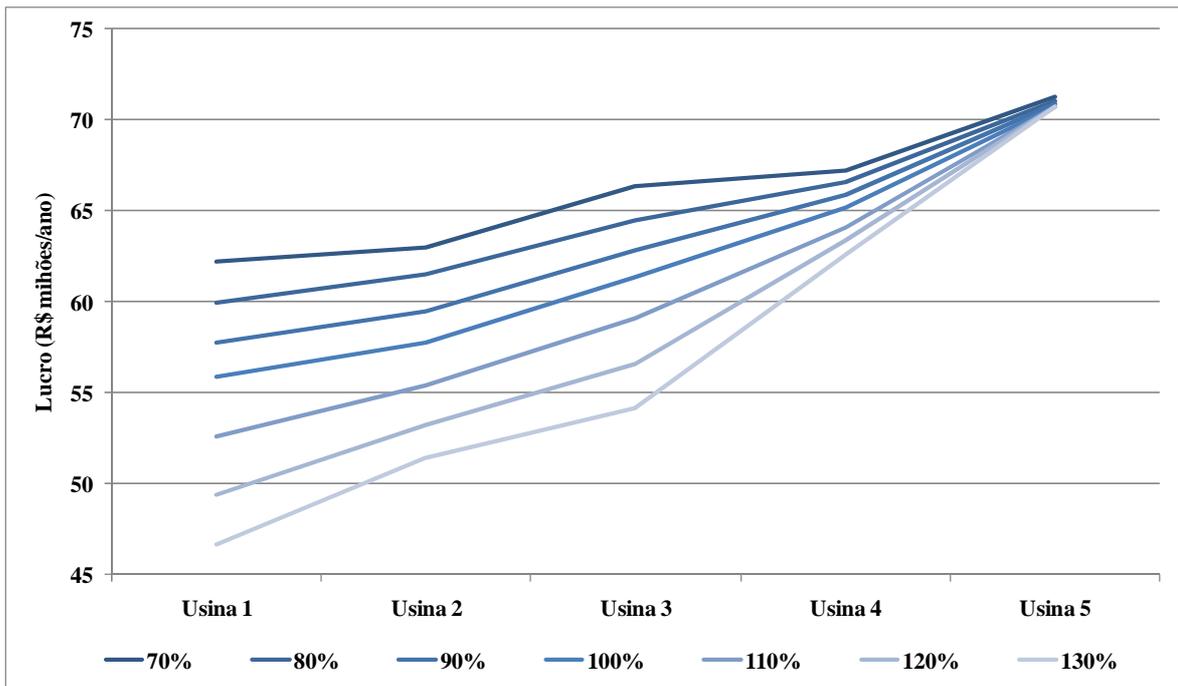


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

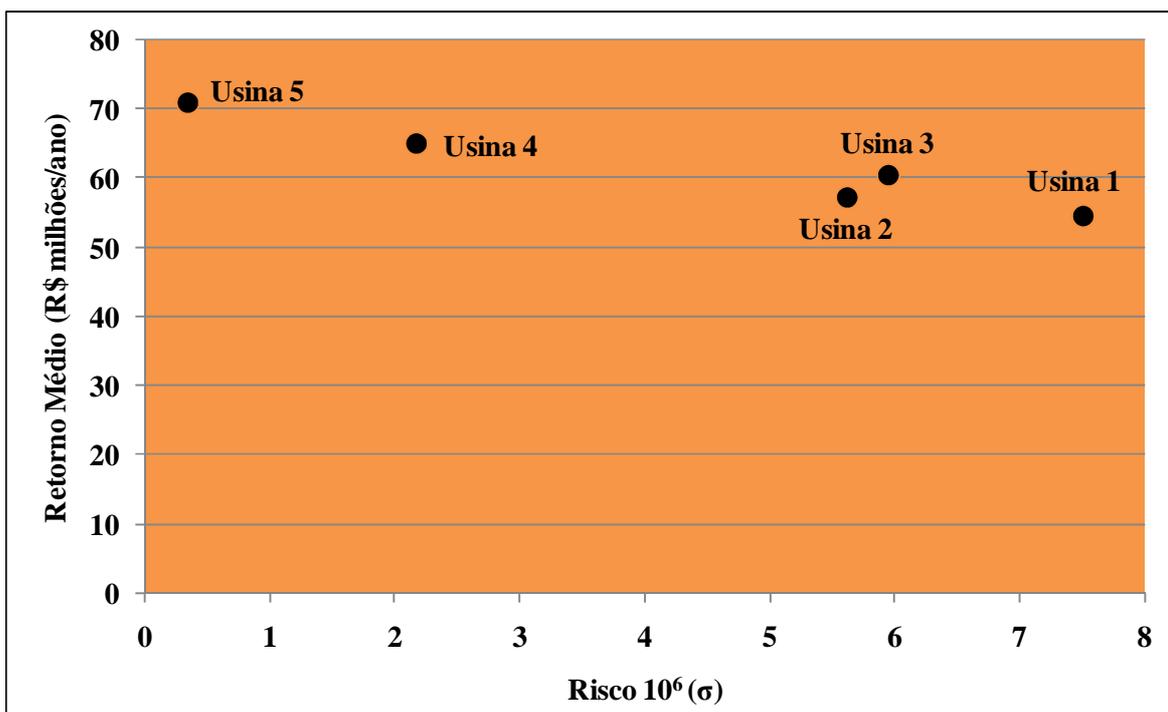


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

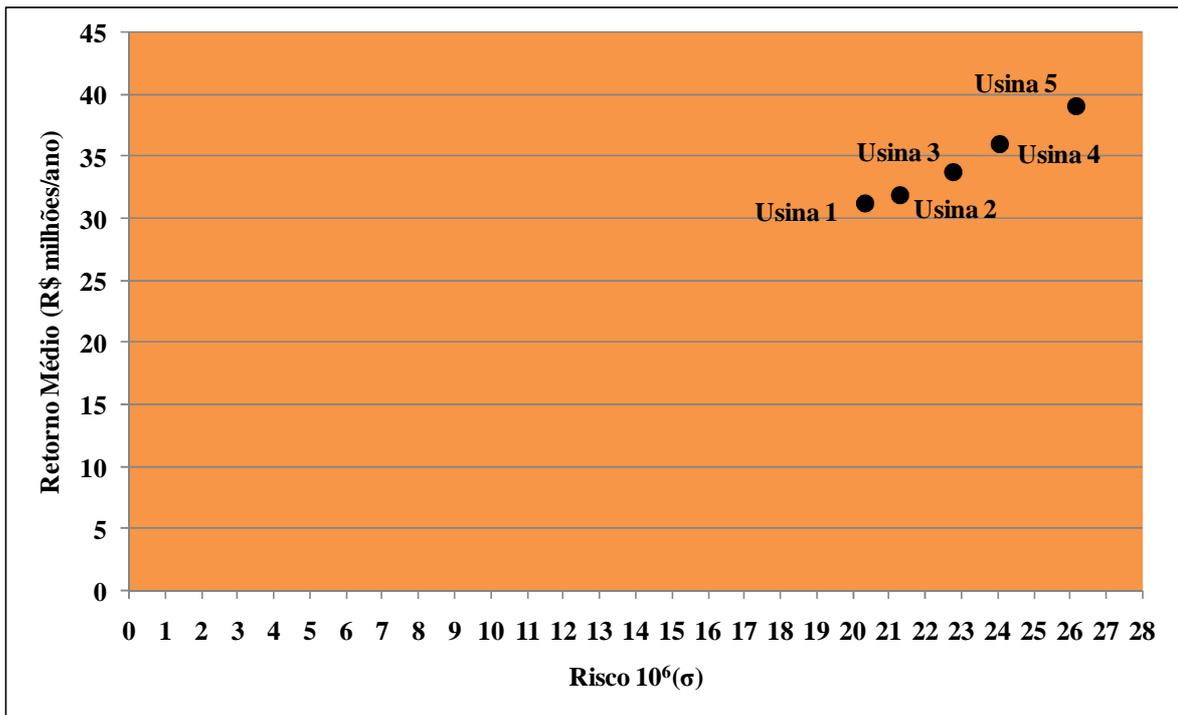


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

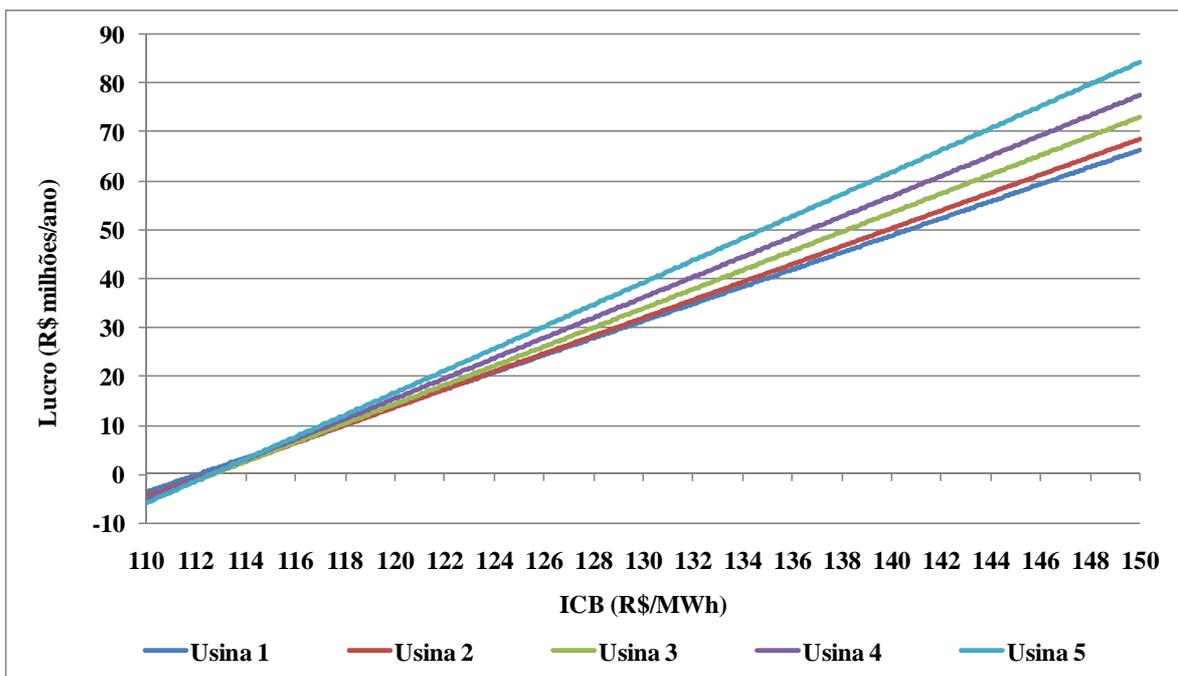


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

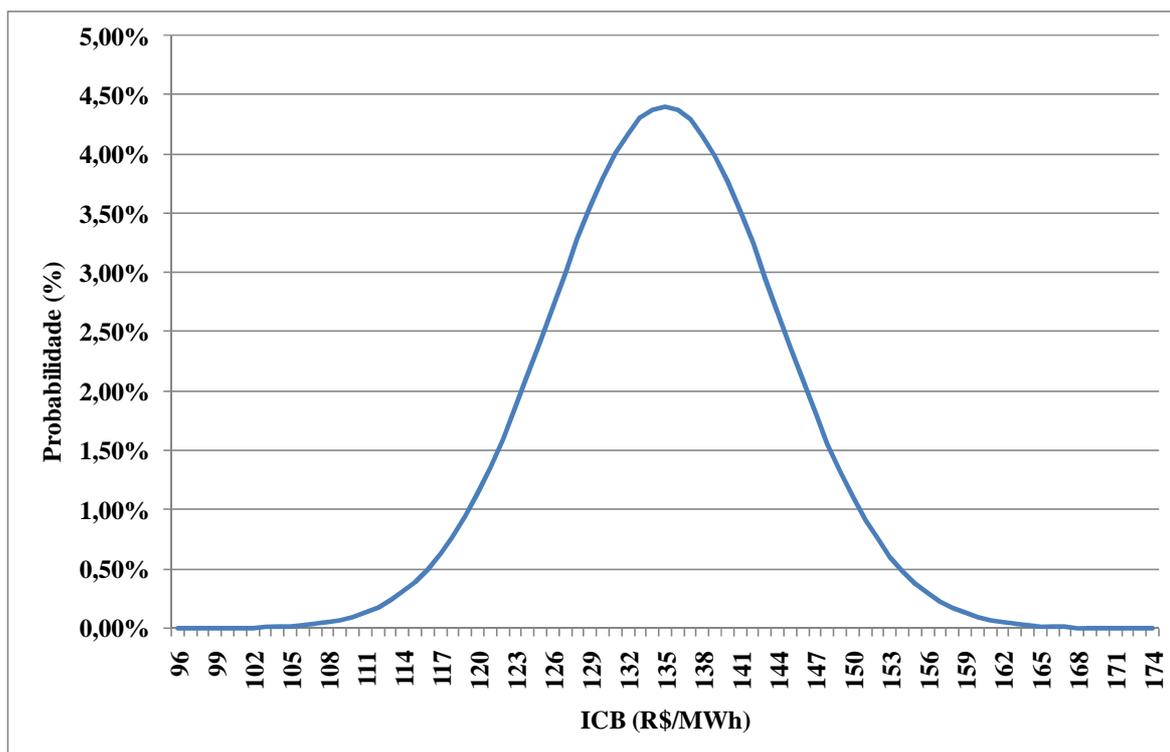


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

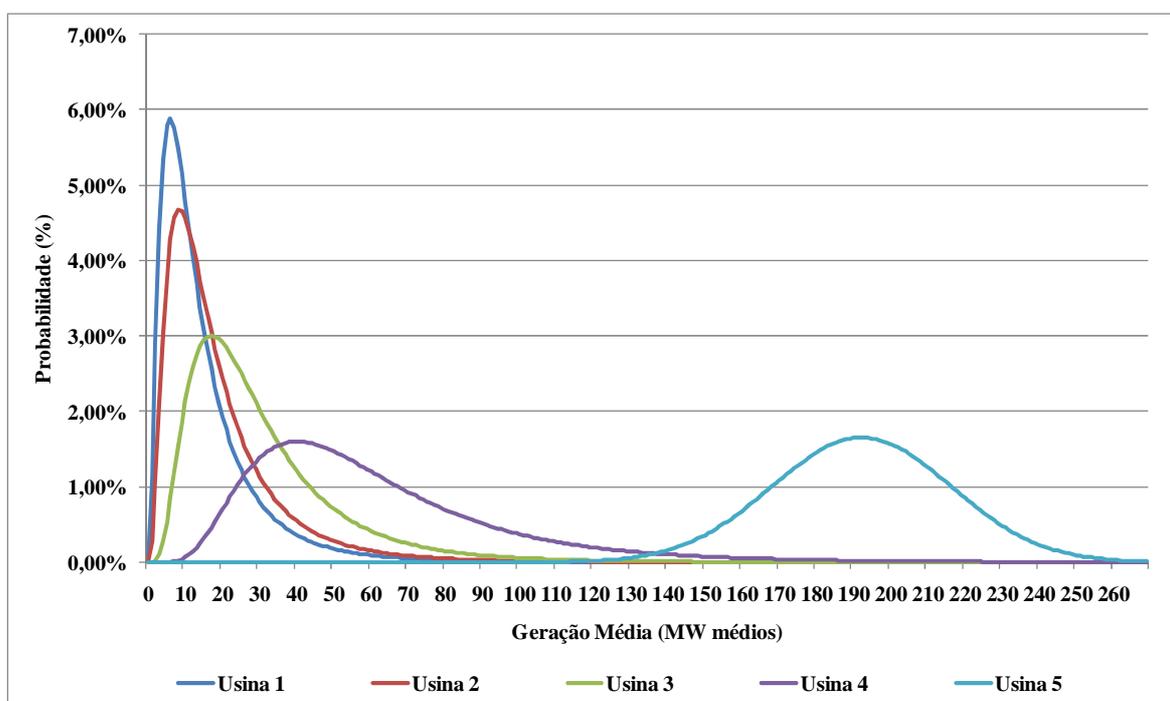


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

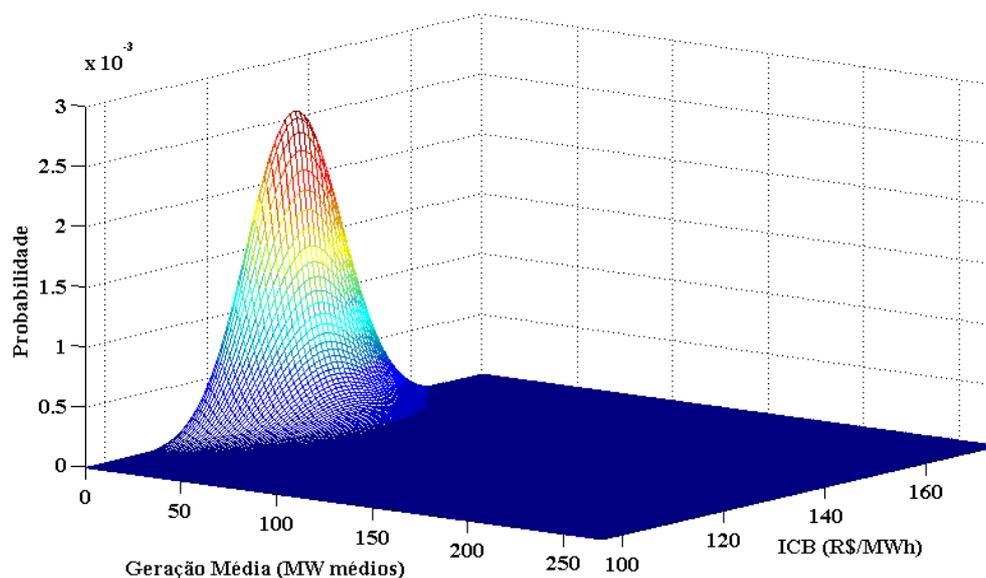


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

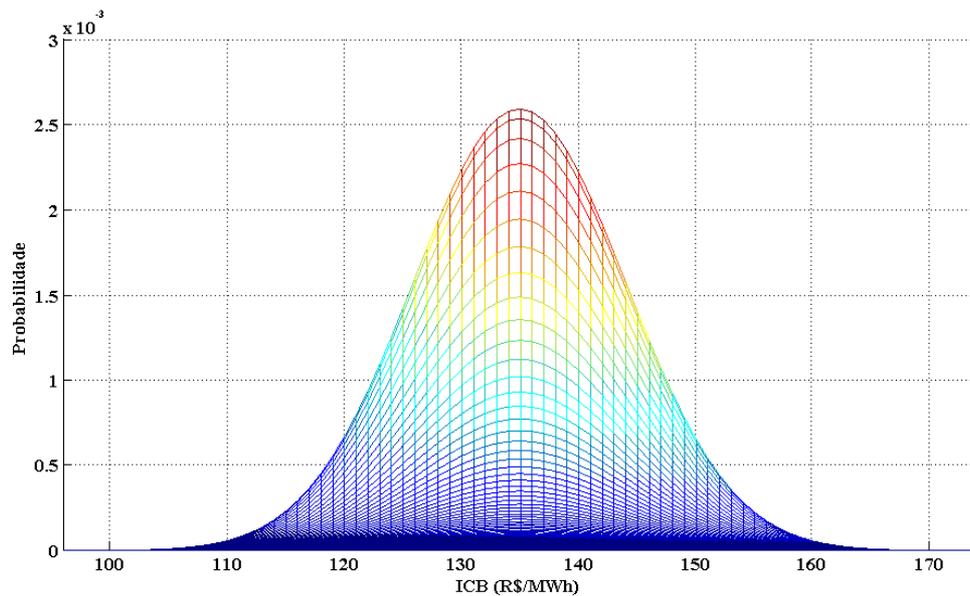


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

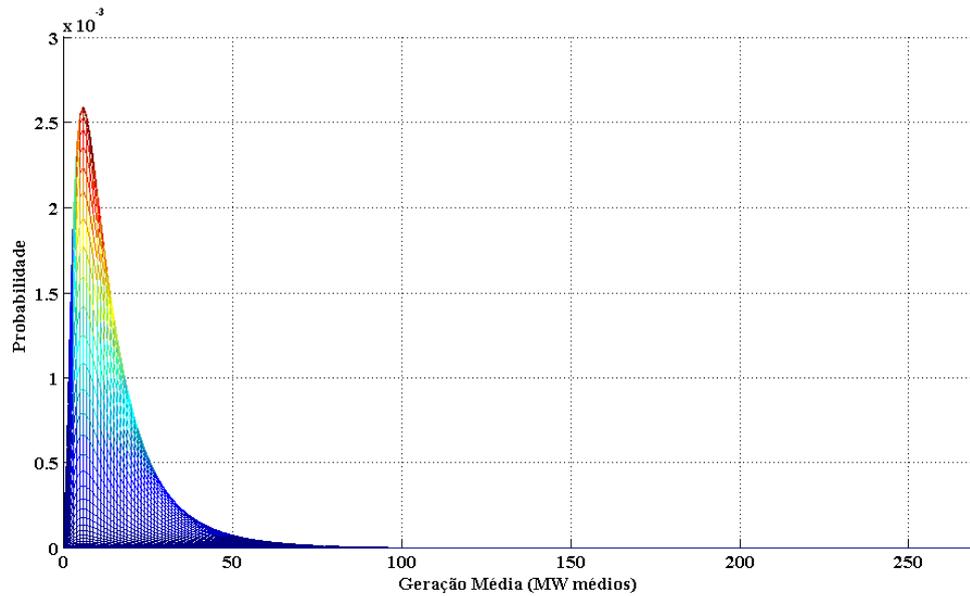


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

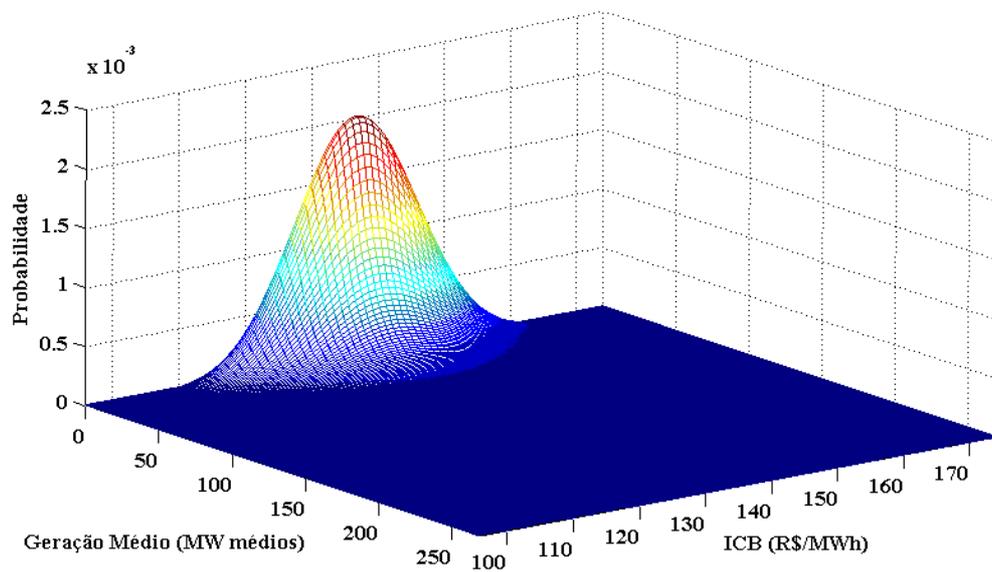


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

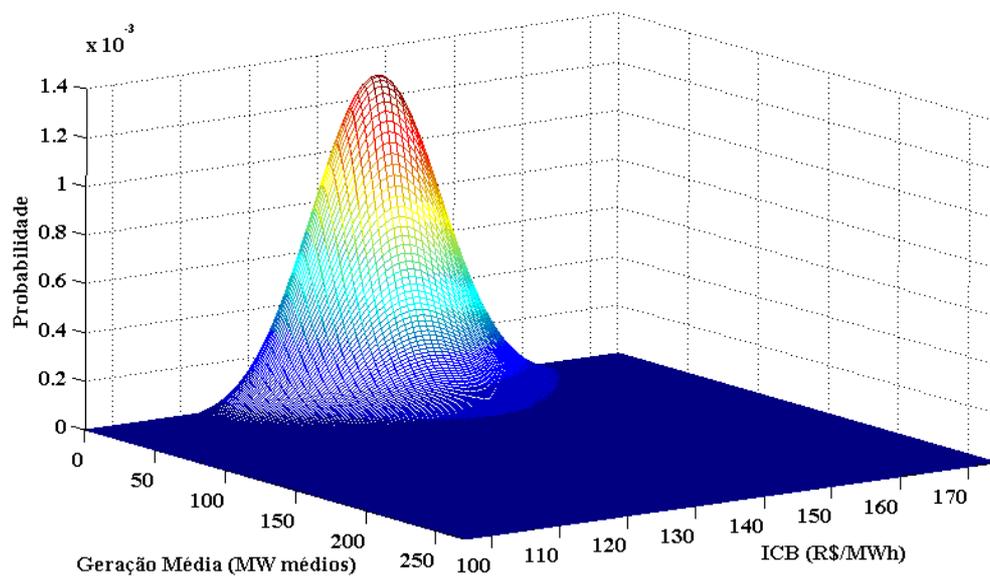


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

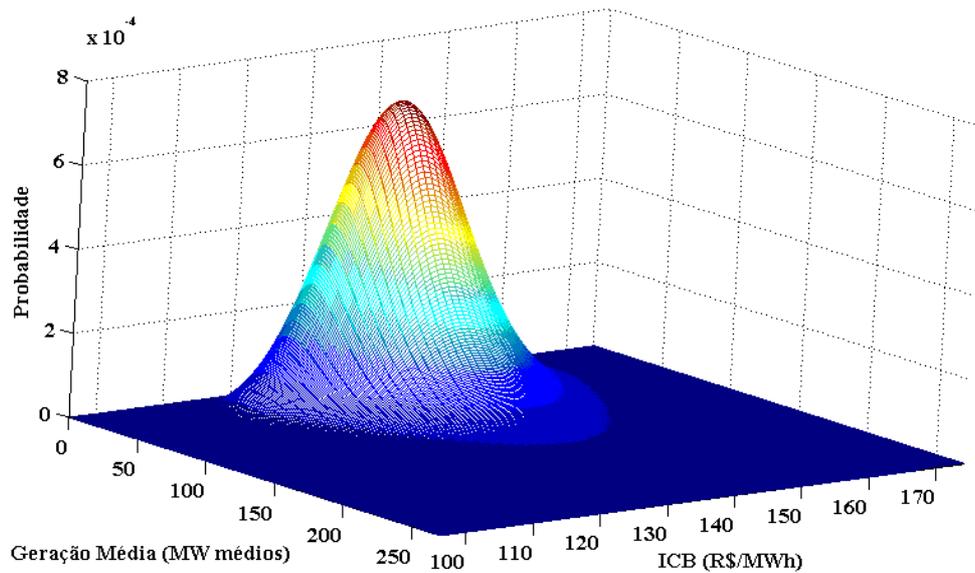


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

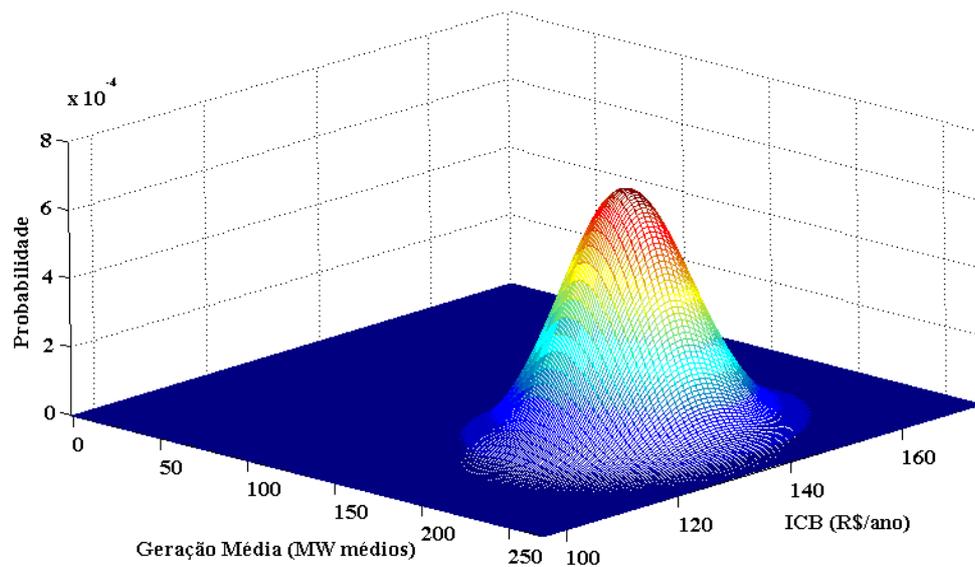


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

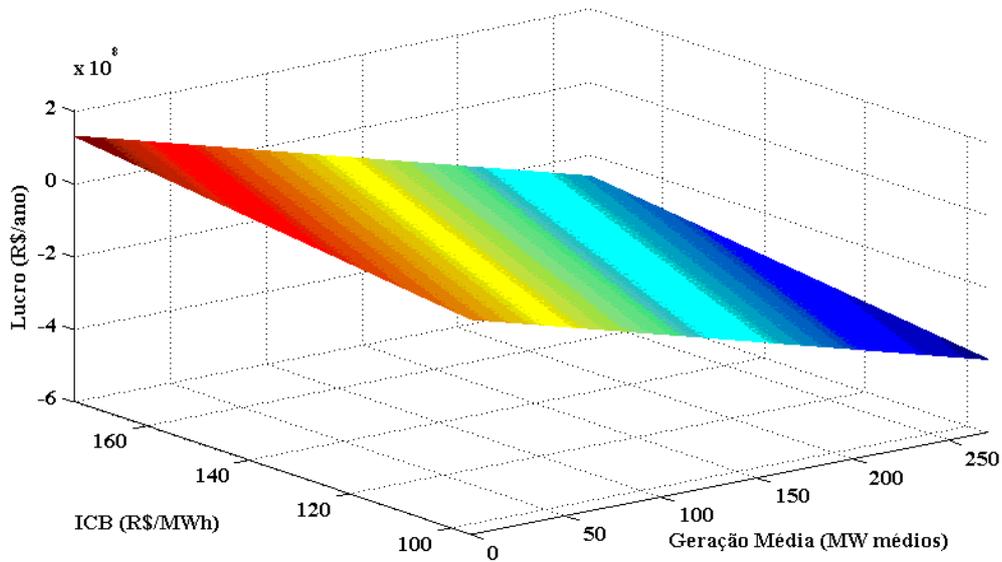


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

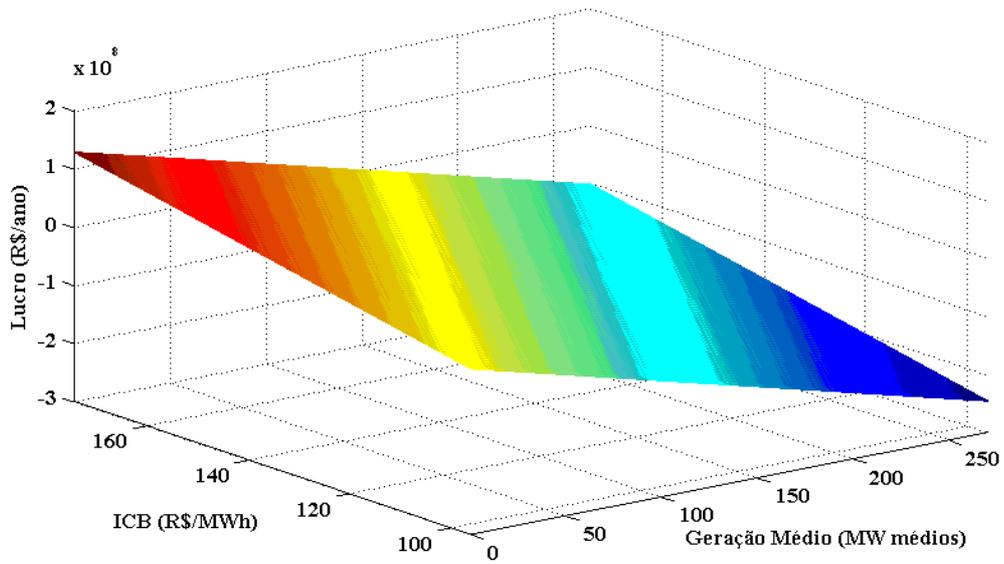


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

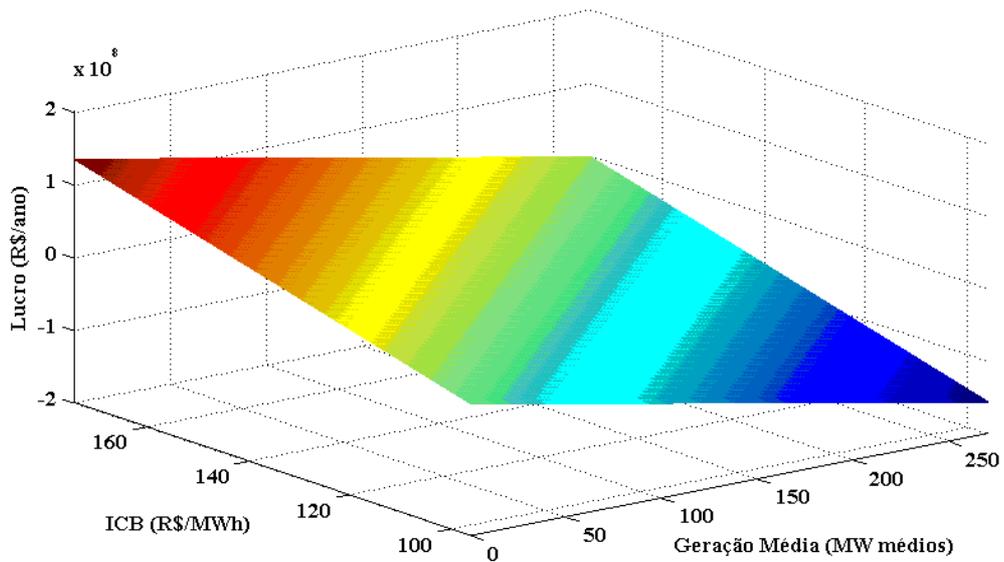


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

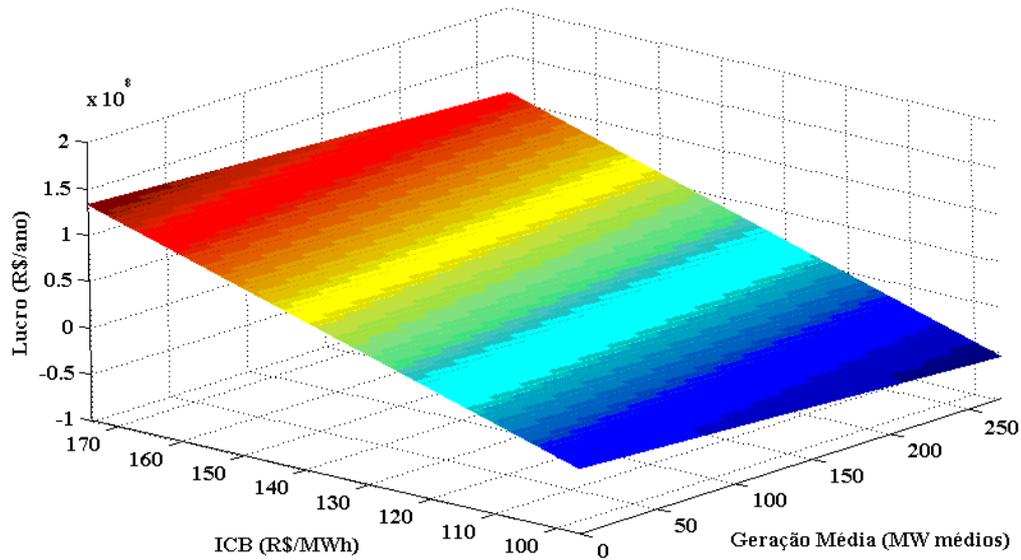


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos à variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

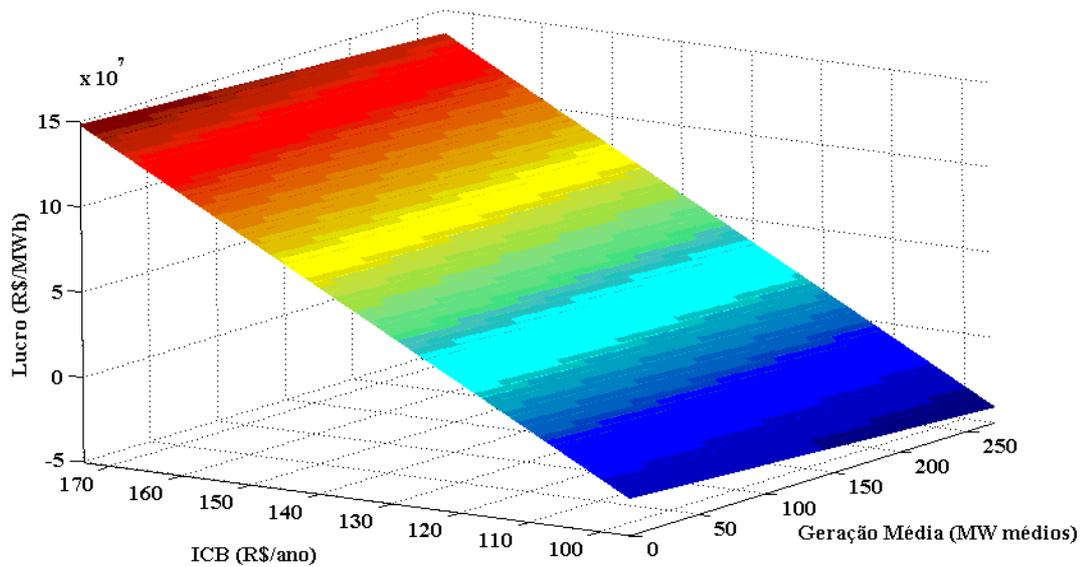


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

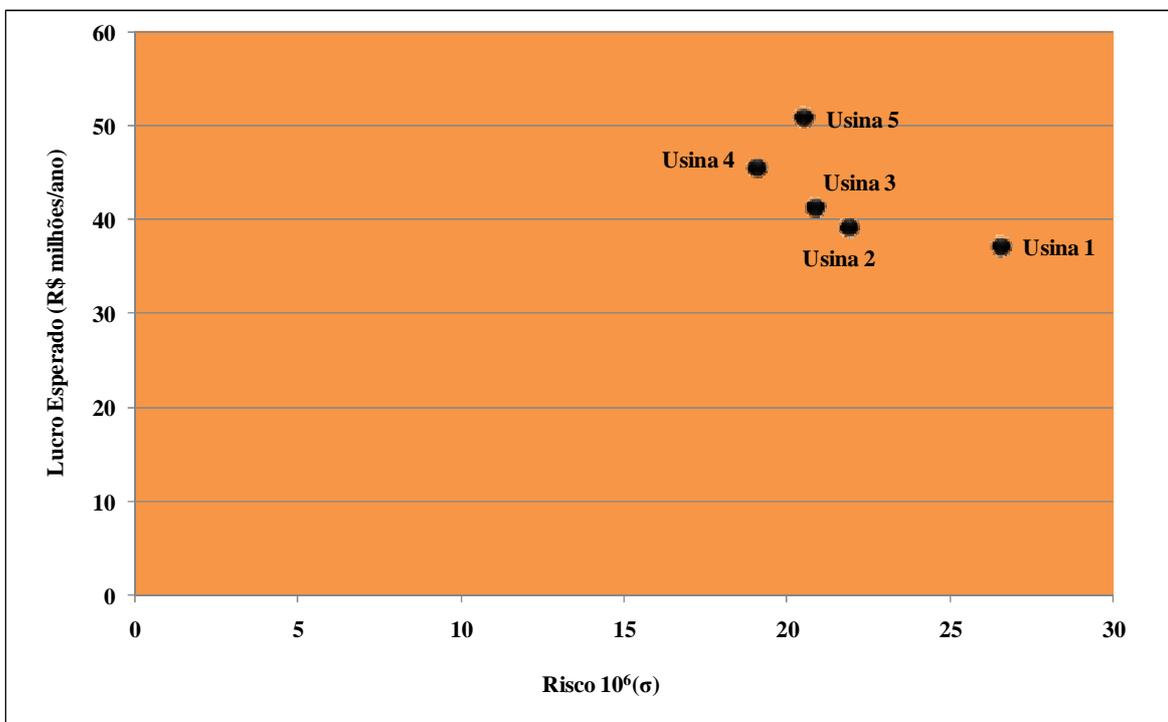


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

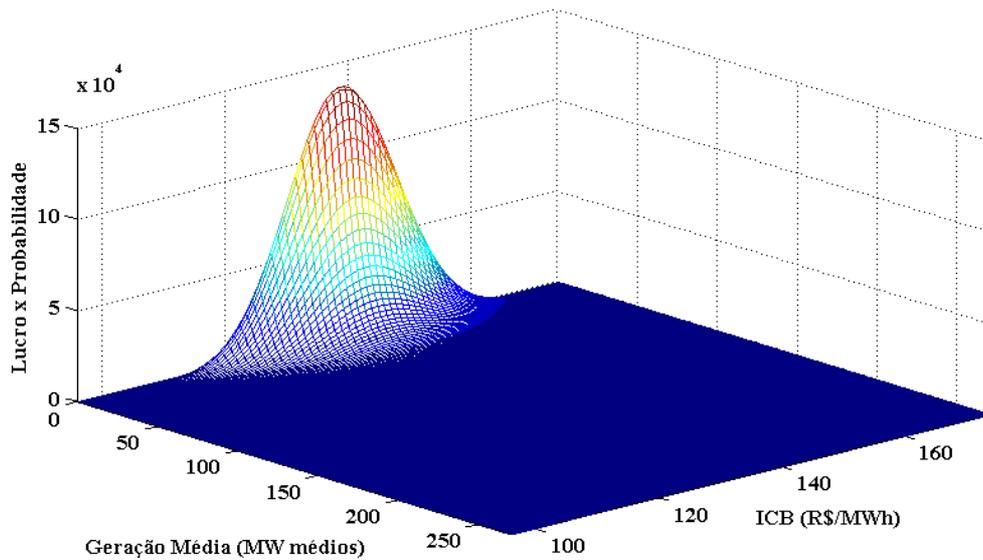
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

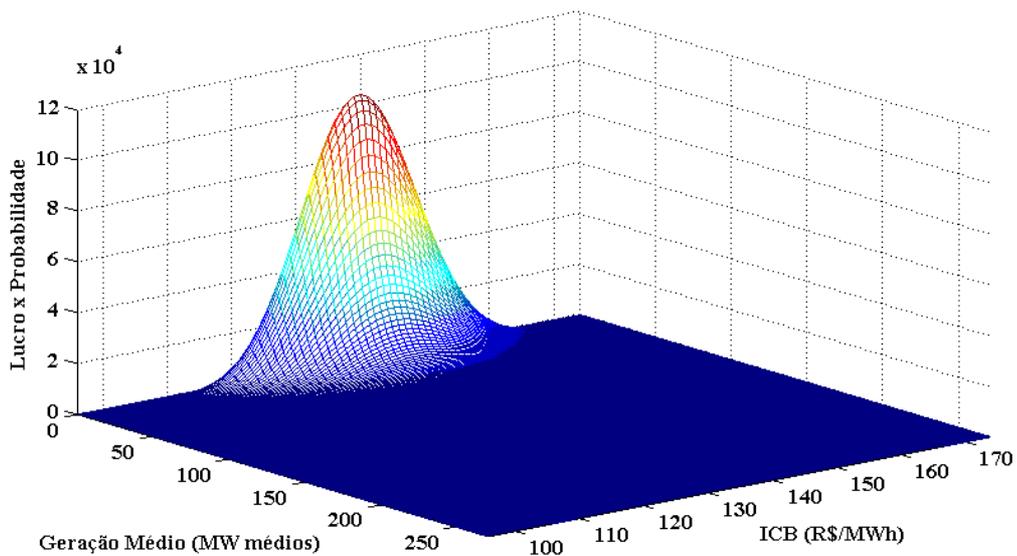
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

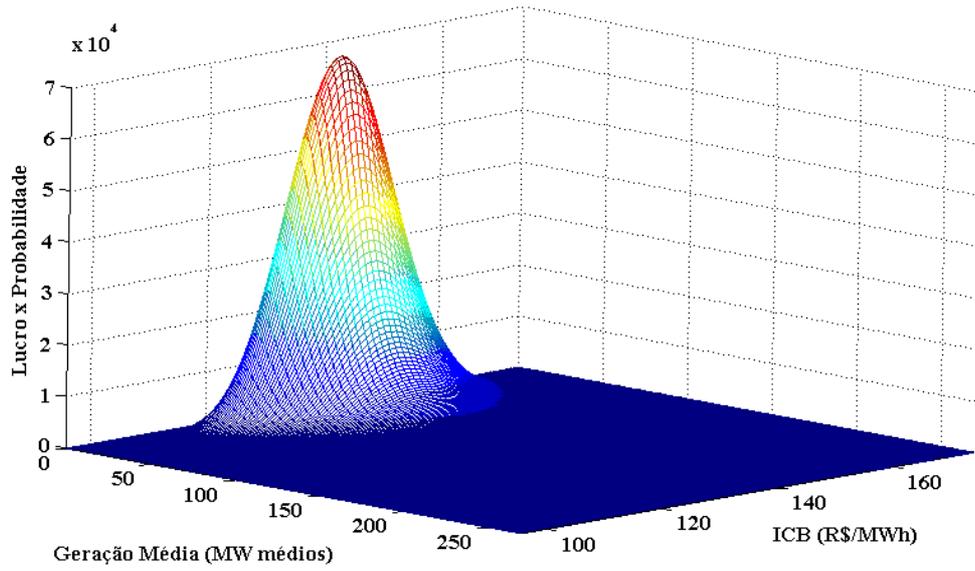
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



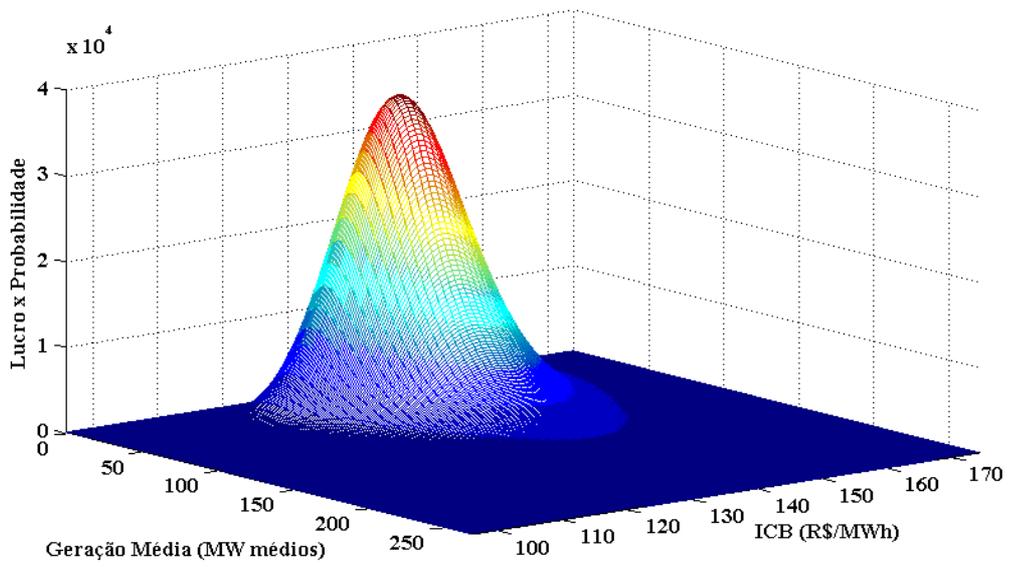
Probabilidade X Lucro para Usina 1



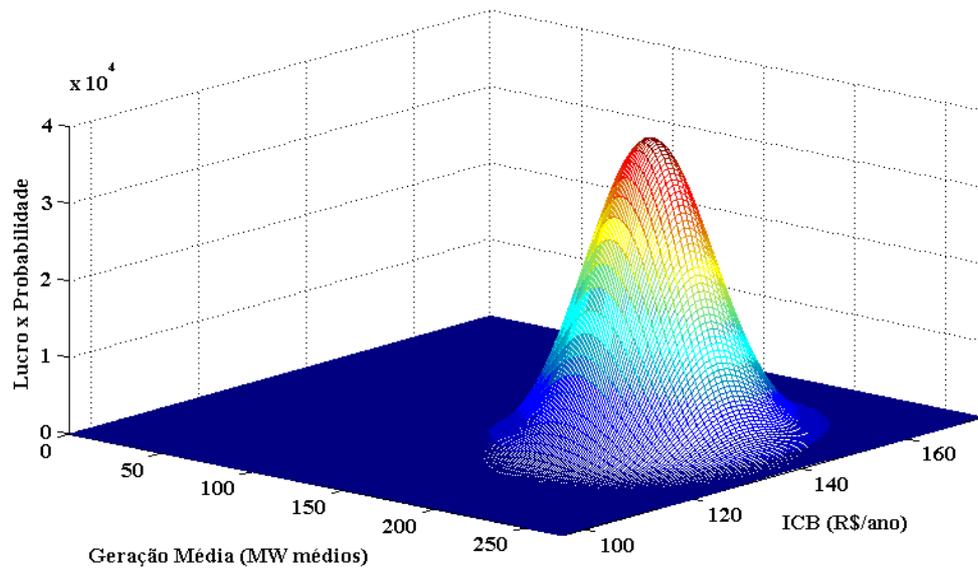
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh	55
Figura 6.6 – Custos e ICB	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R)	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETOBRÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

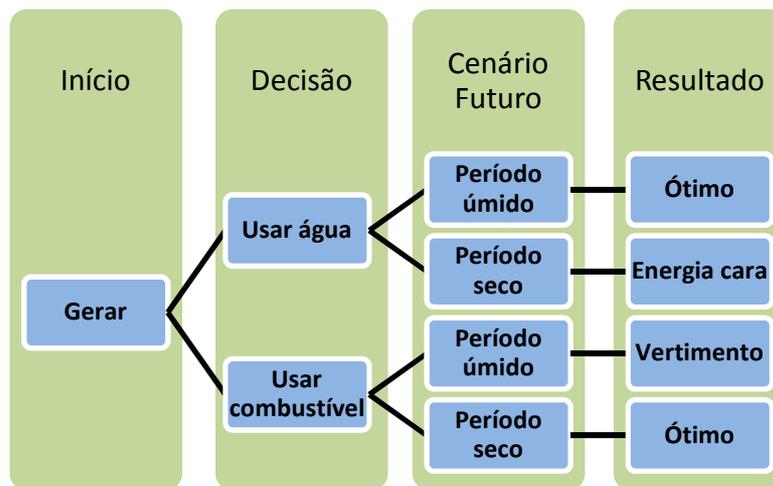


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será reposta nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$\text{Garantia Física} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times \text{CVU}) \times \text{Disp} \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

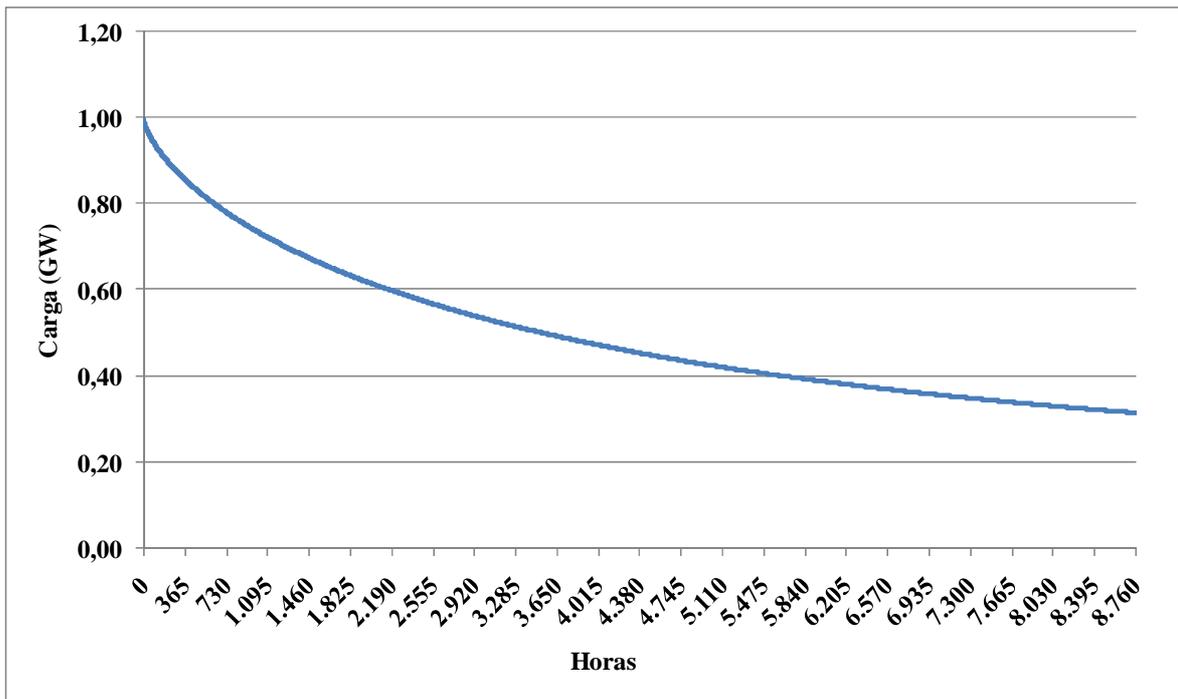


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

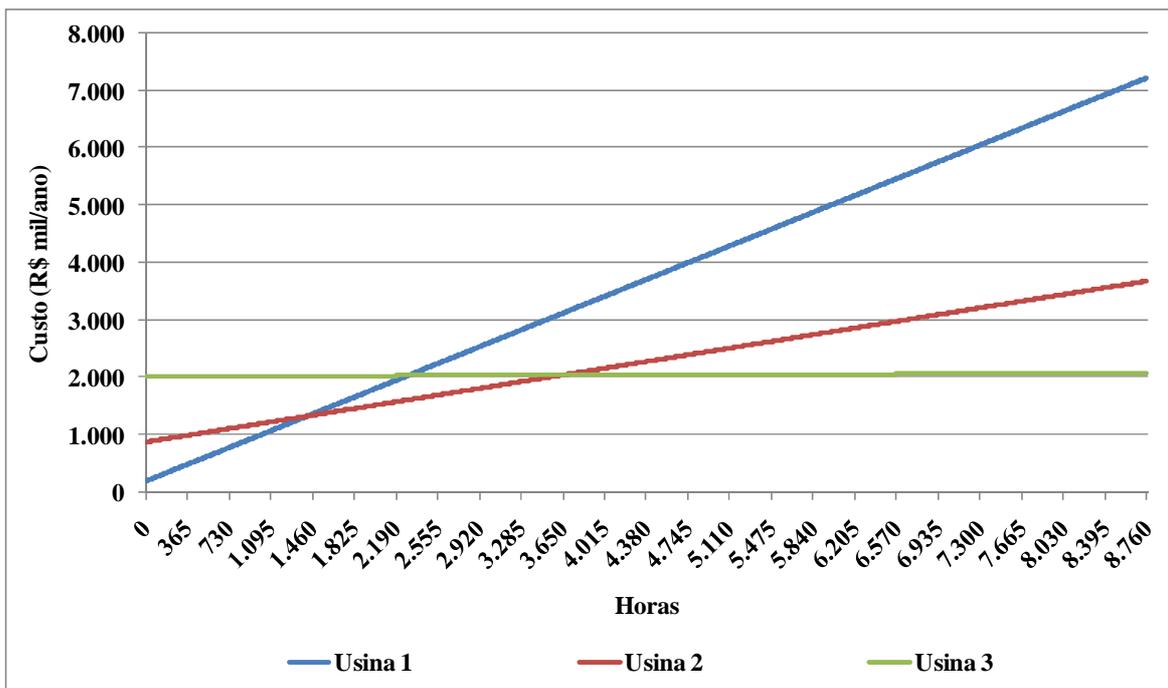


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

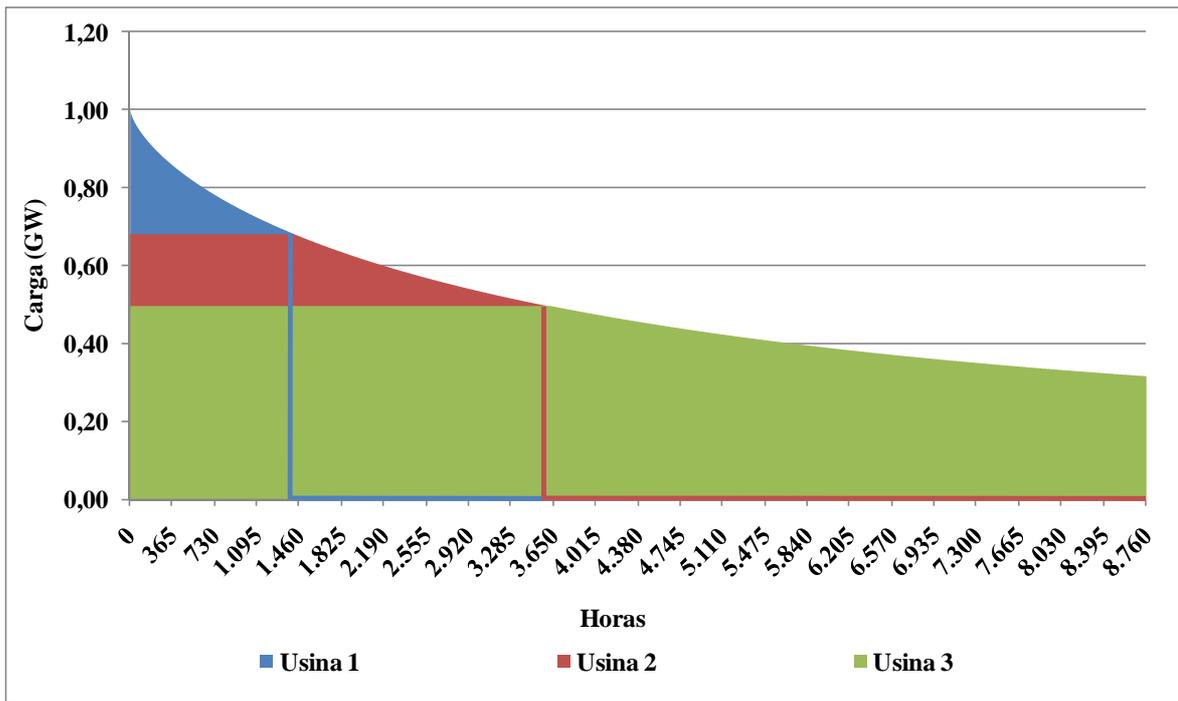


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

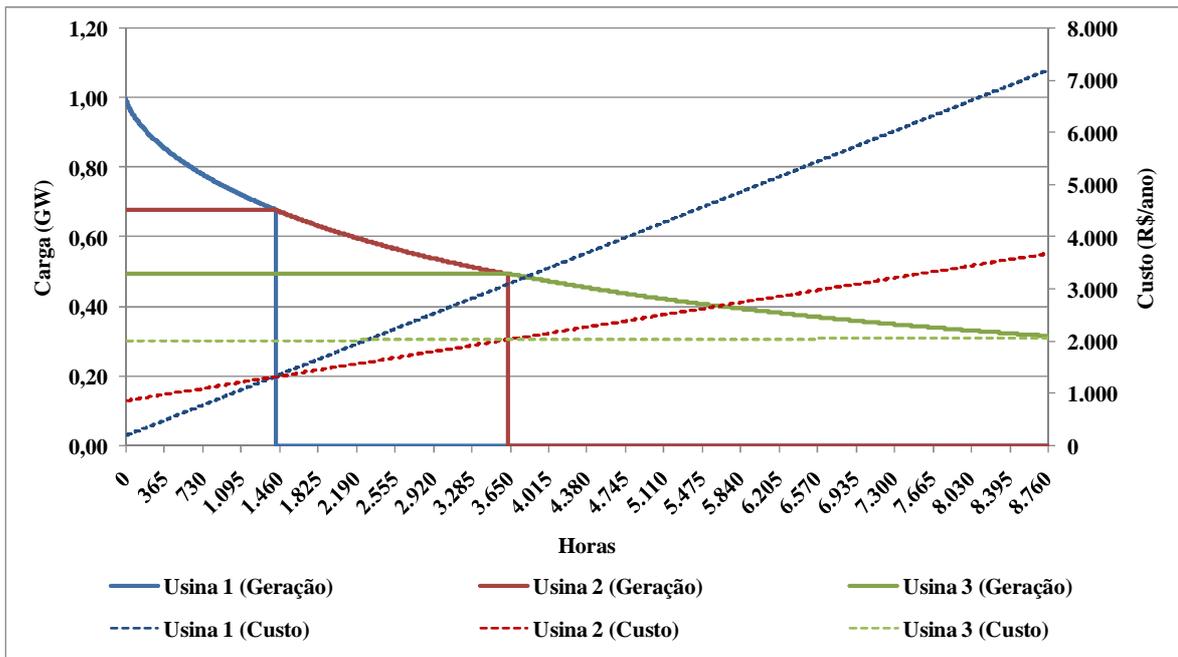


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

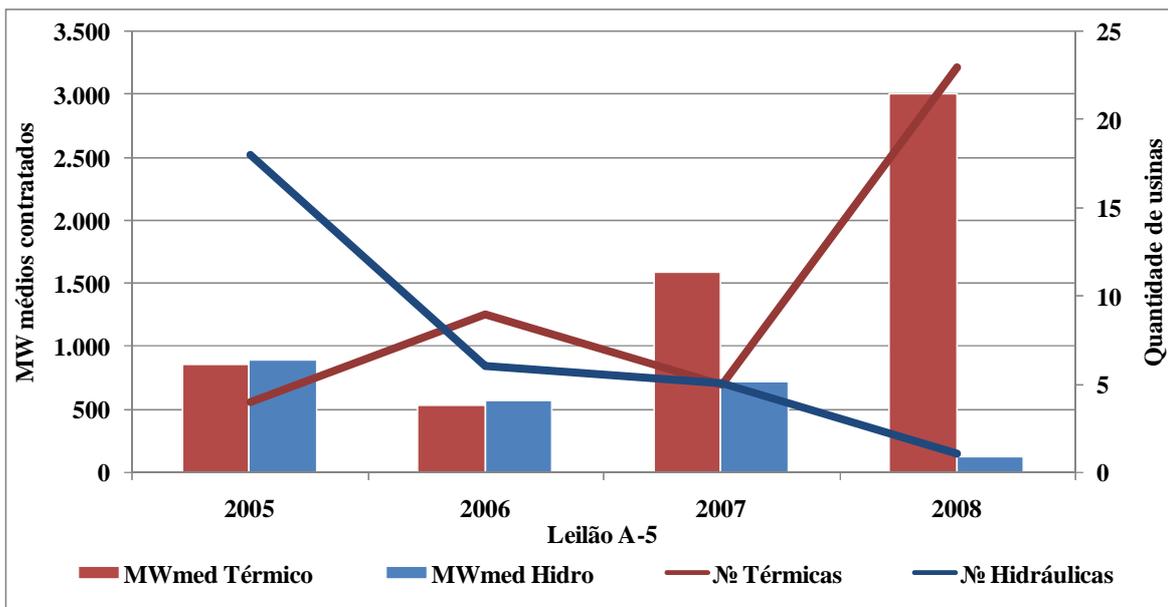


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

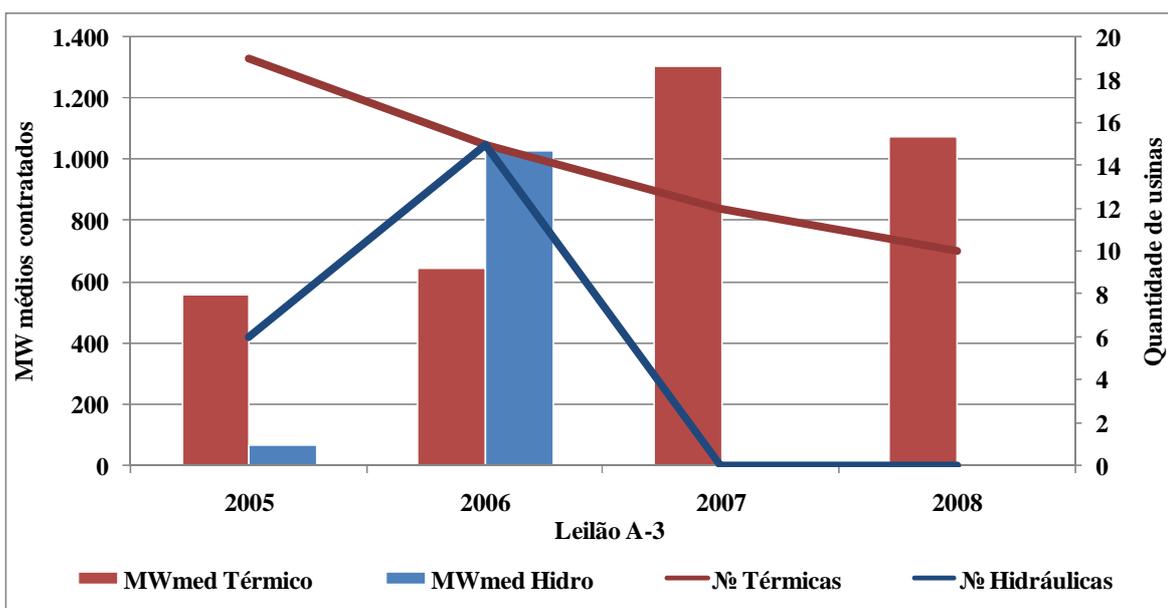


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

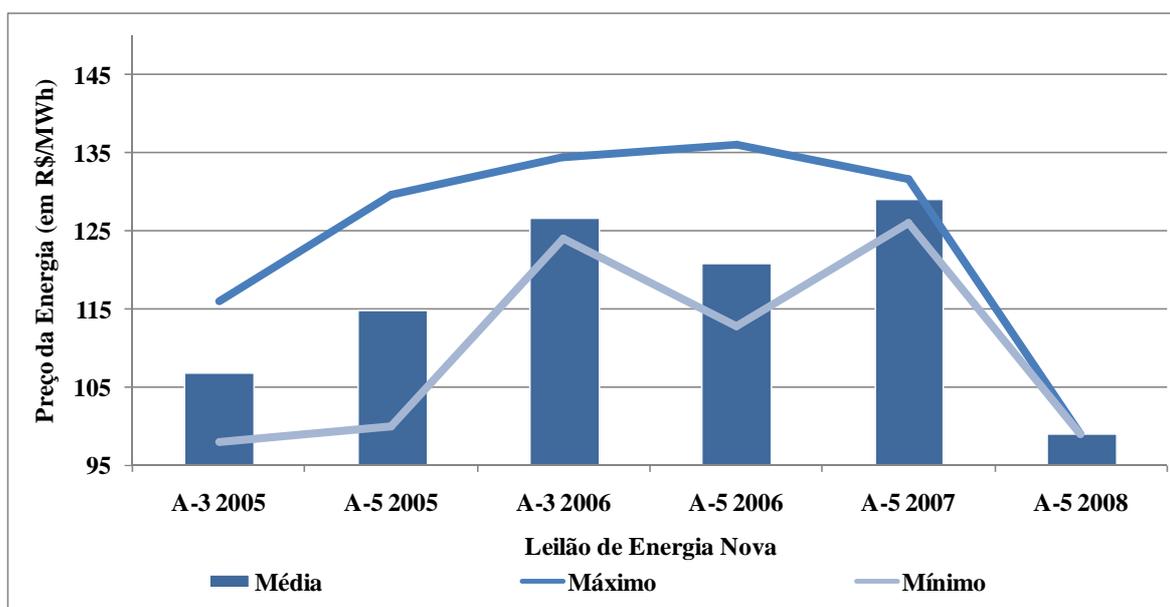


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

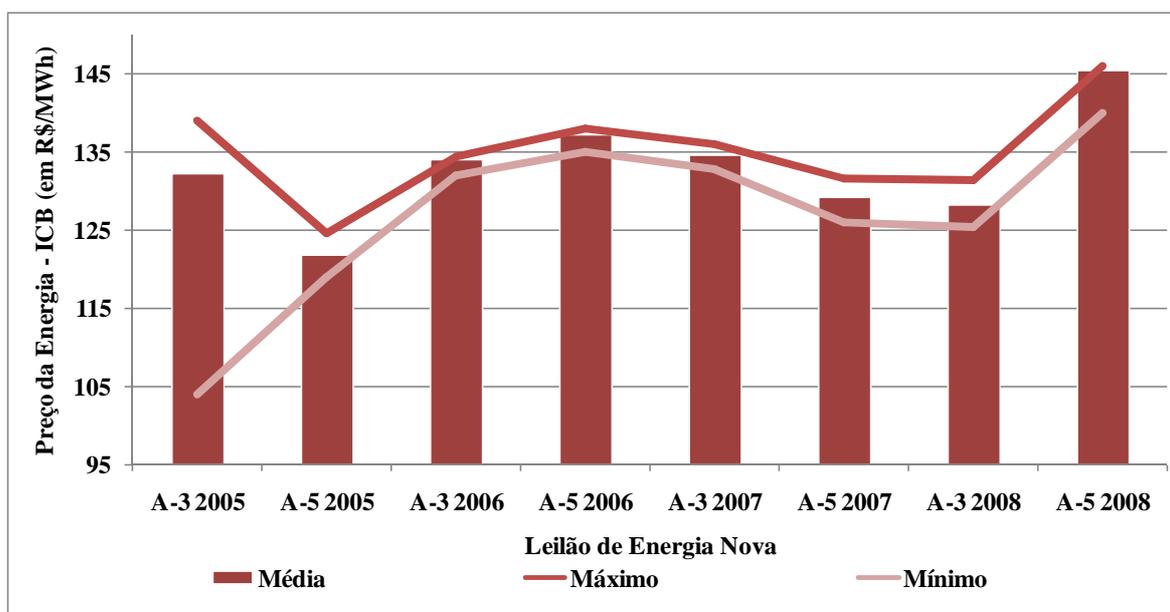


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

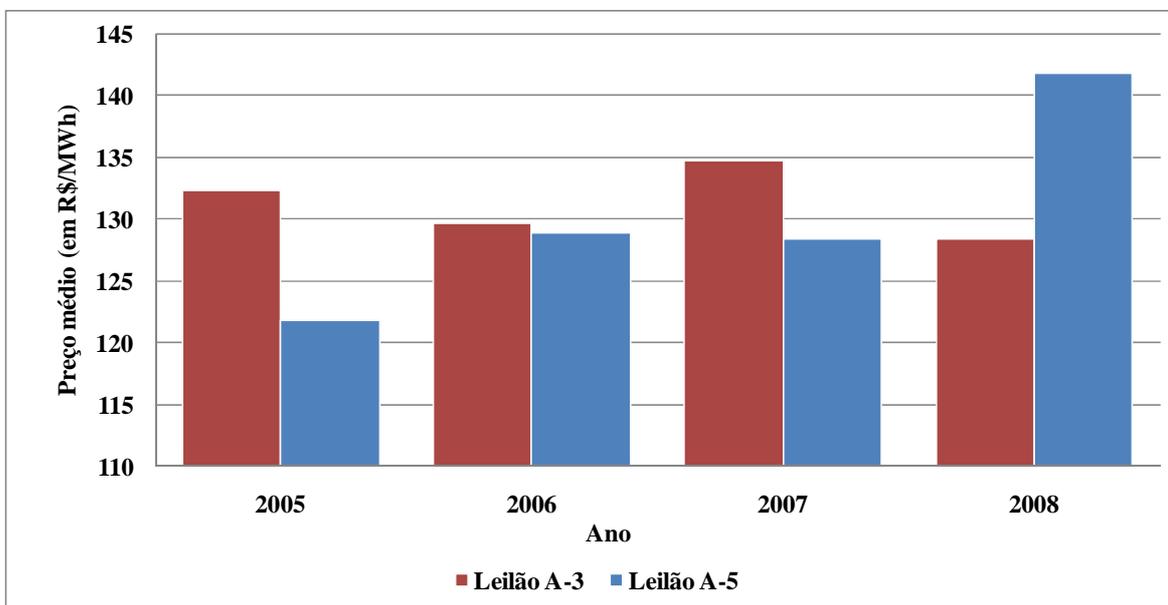


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

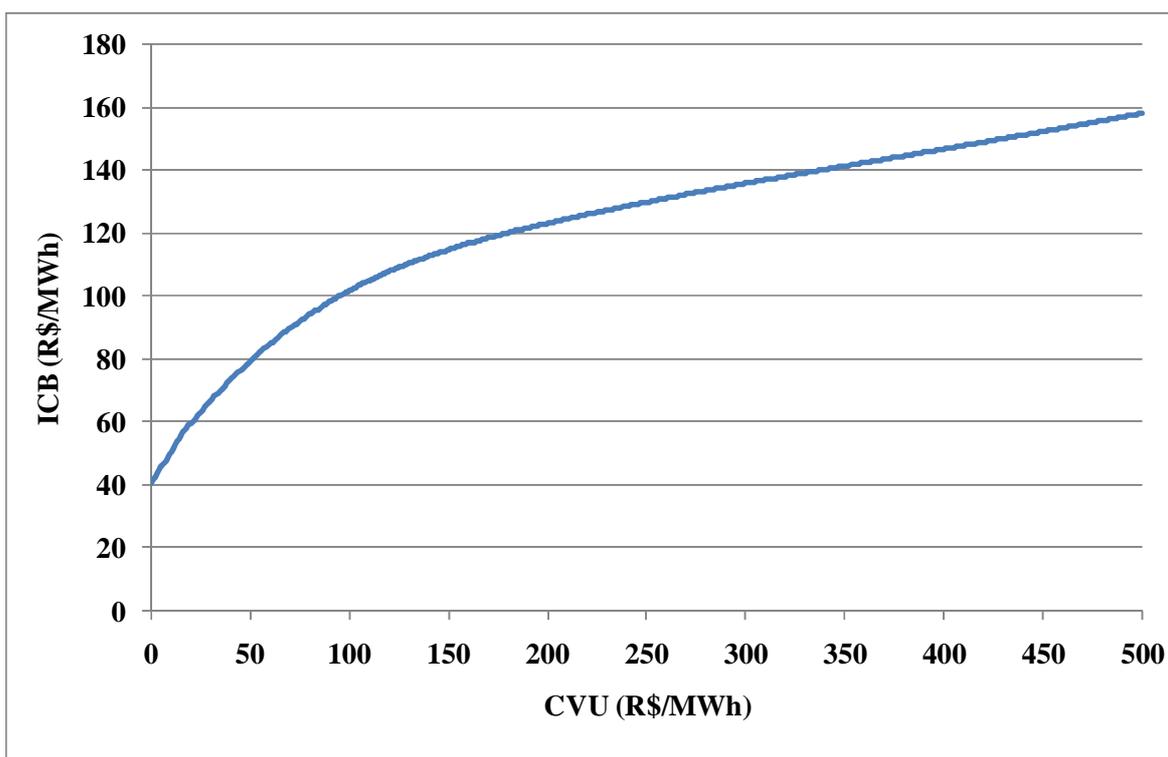


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

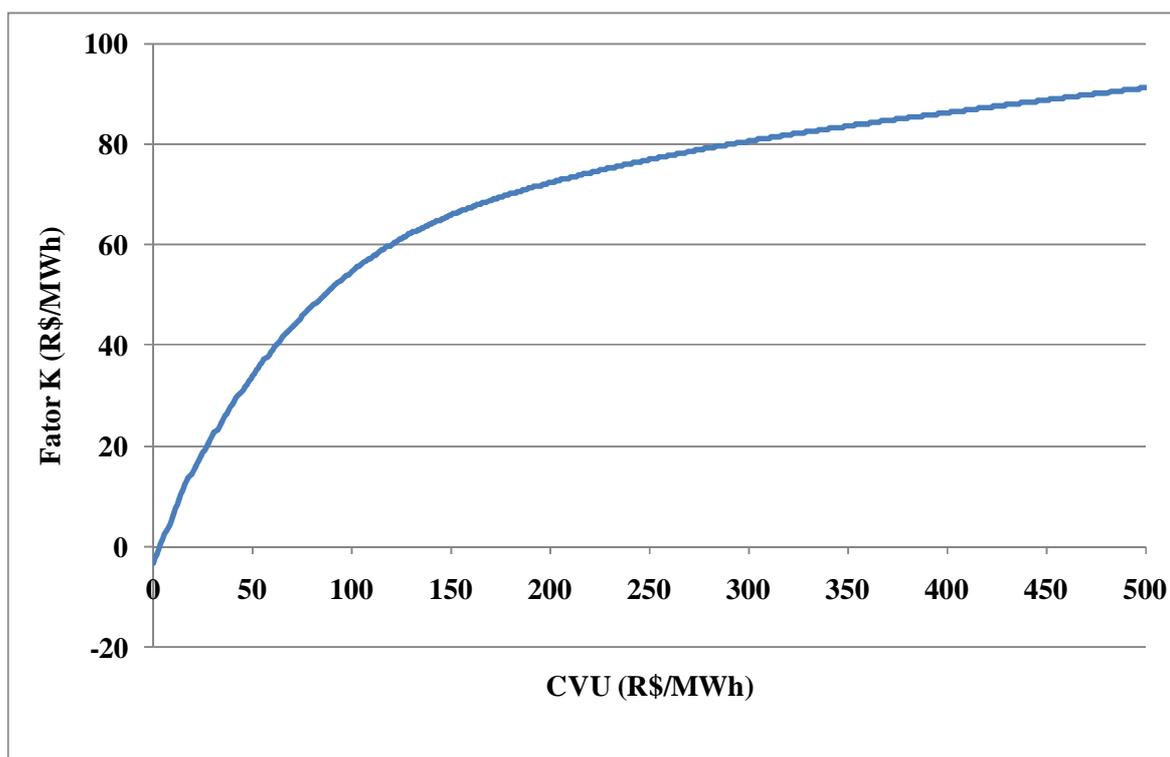


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

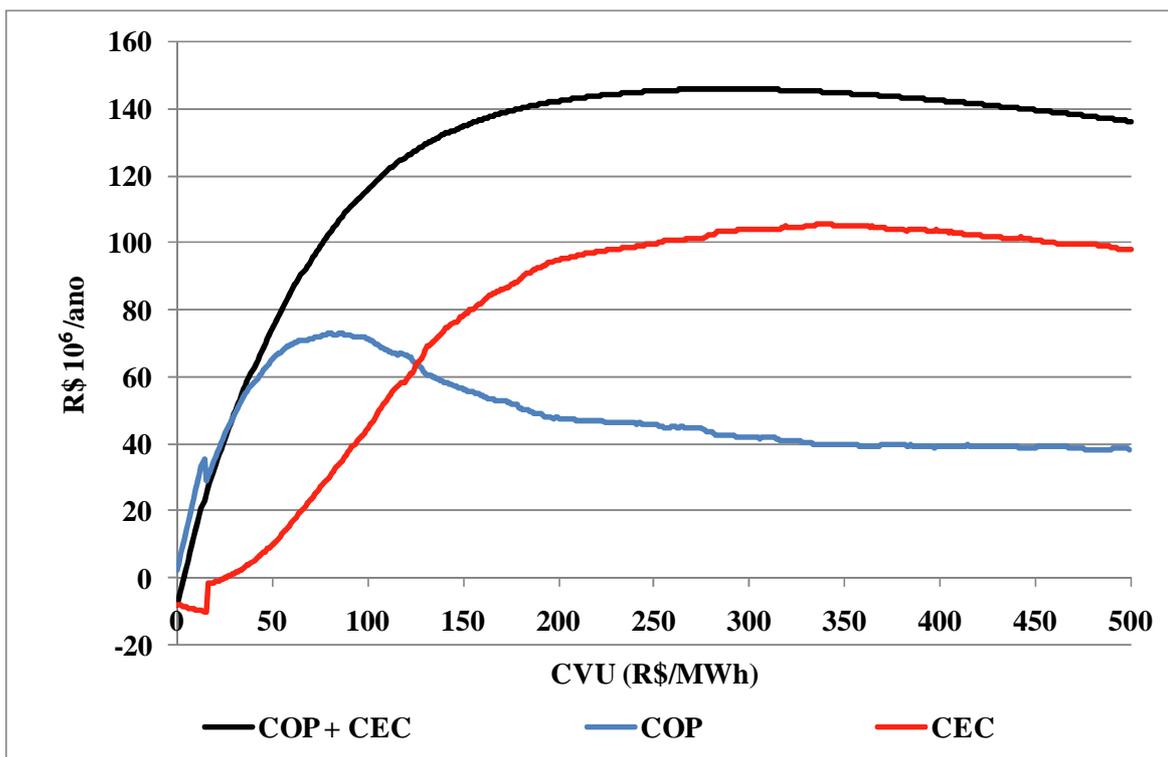


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

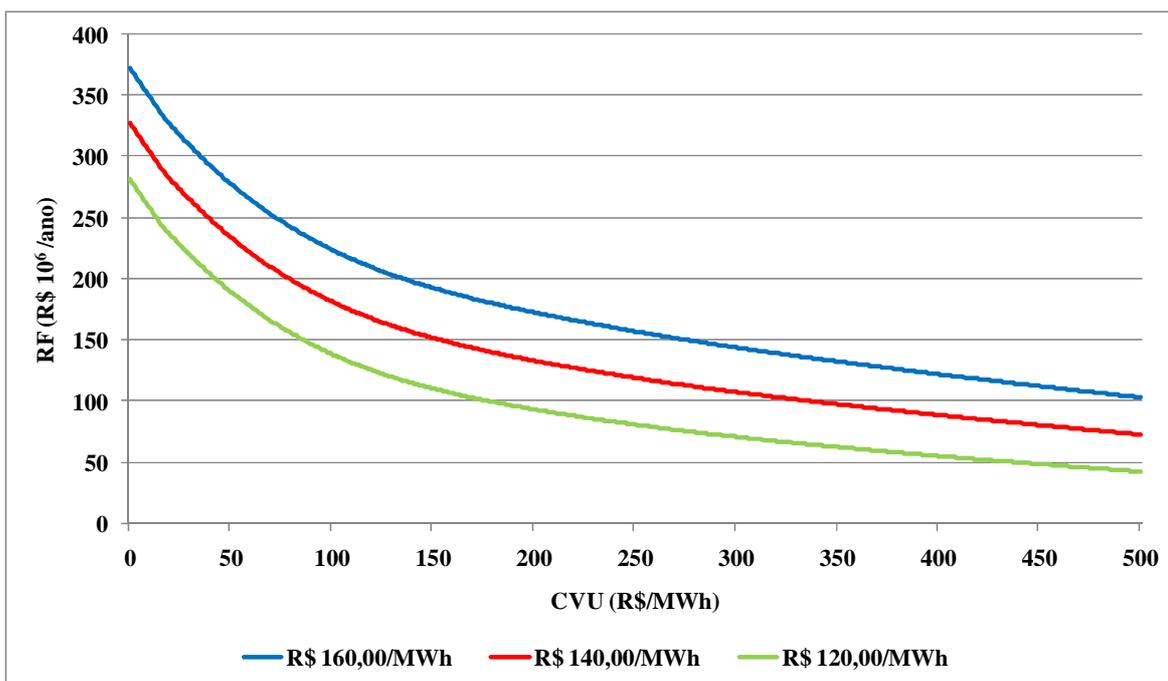


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra R , os declarados pela letra D . Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o CV(D) inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como GERA(M).

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) \times (GERA(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

GERA(M): será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em *c* cenários e *m* meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

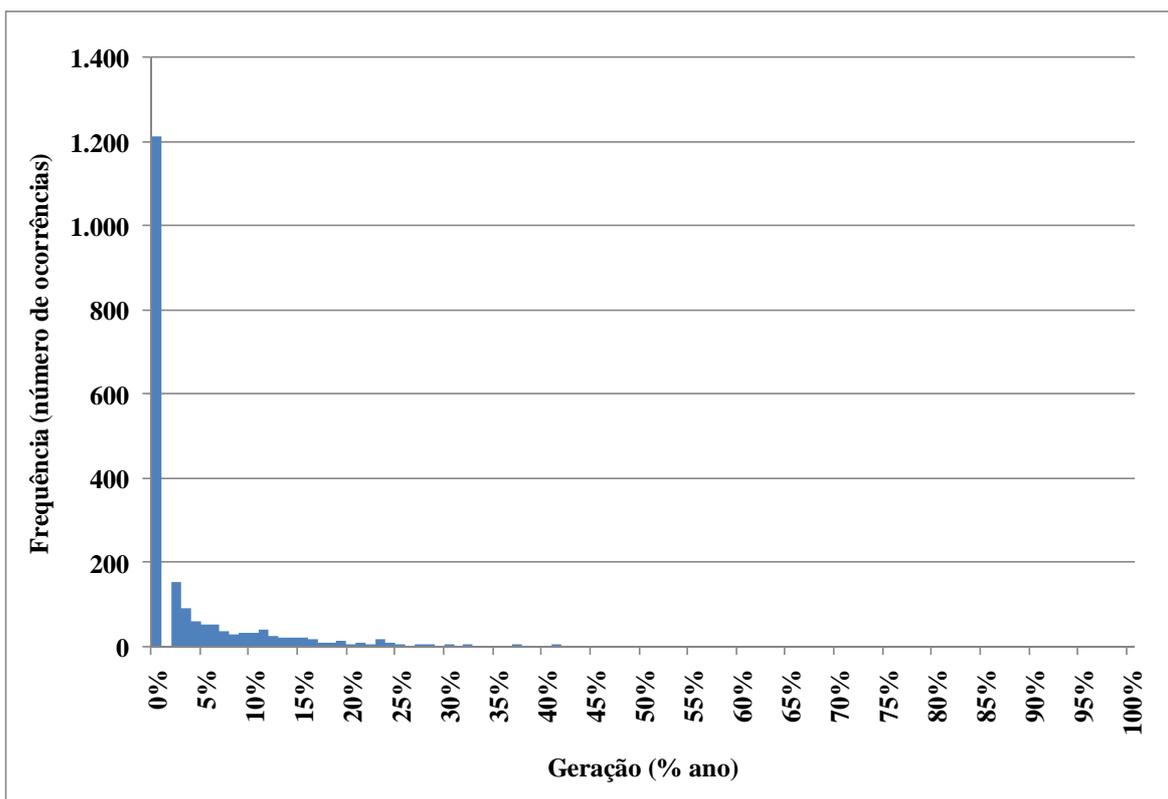


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

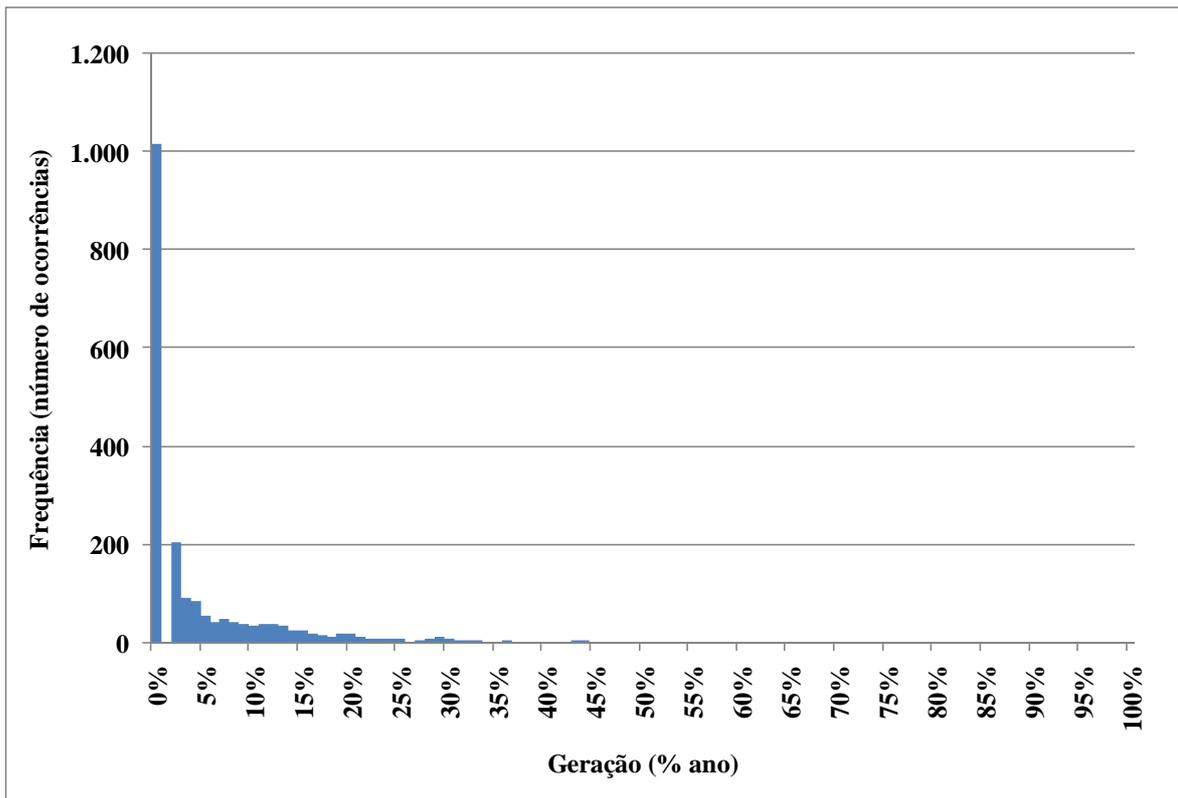


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

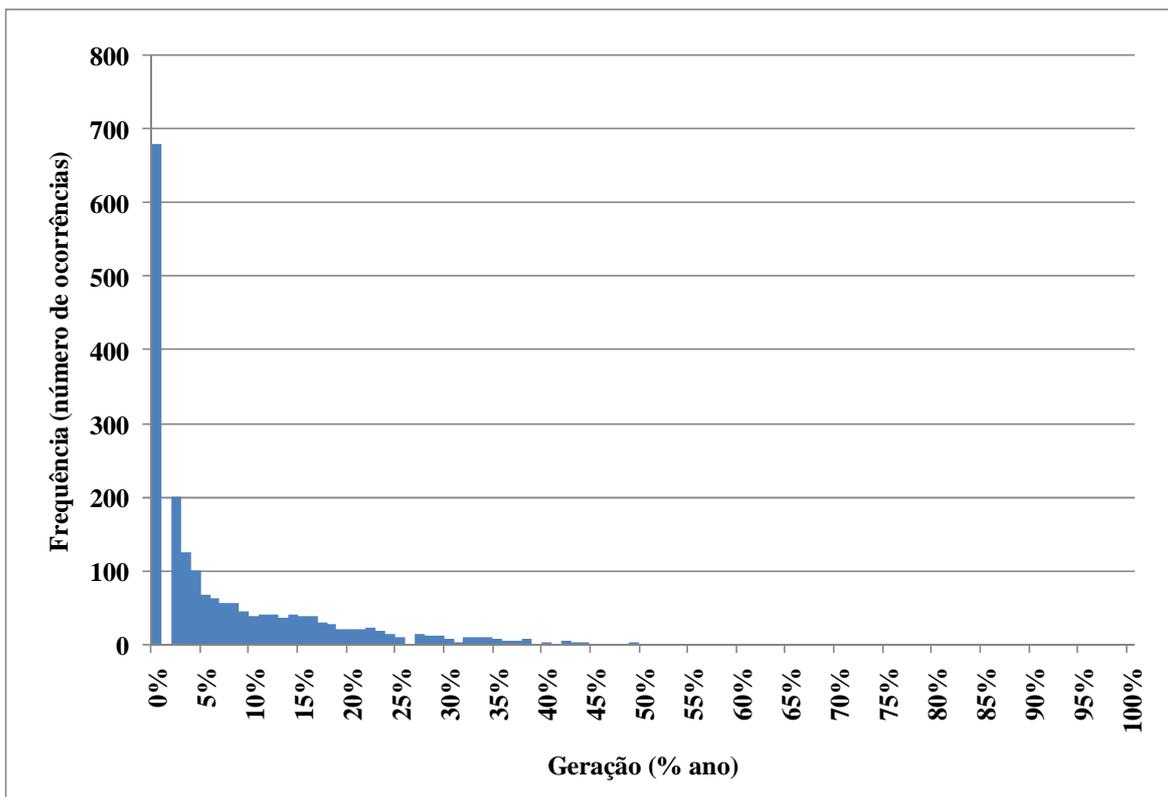


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

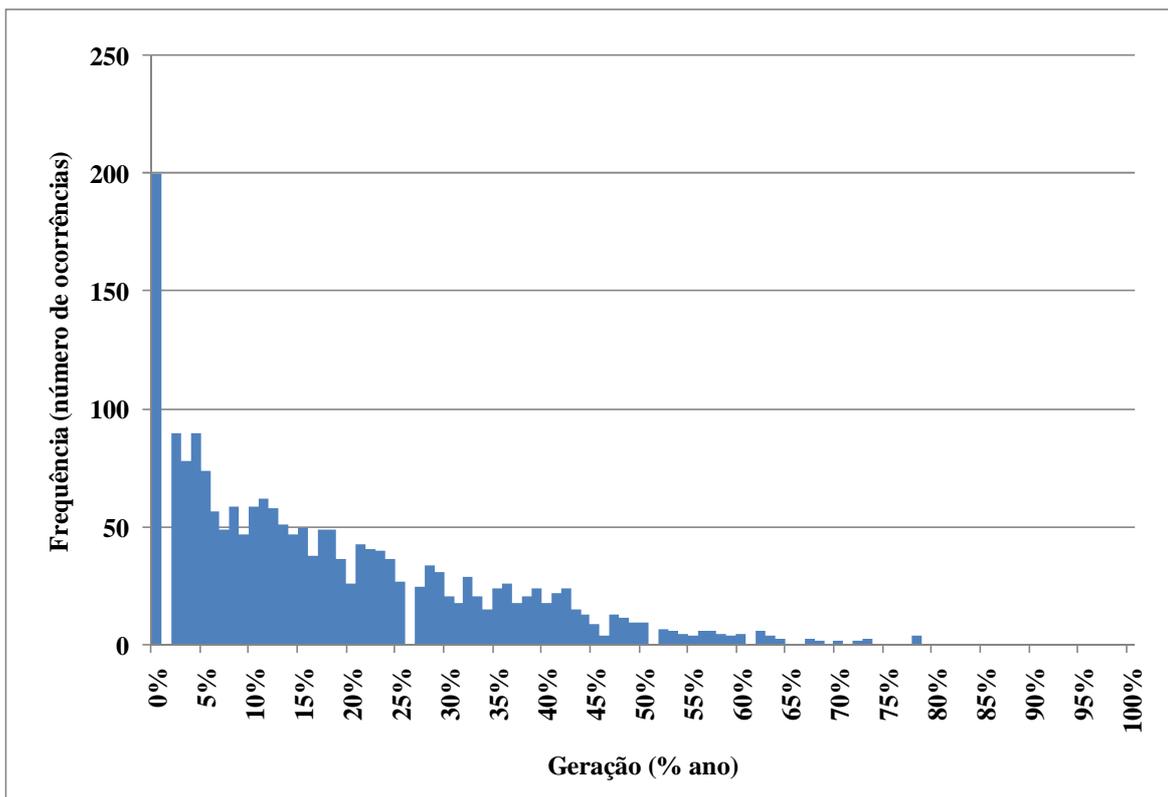


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

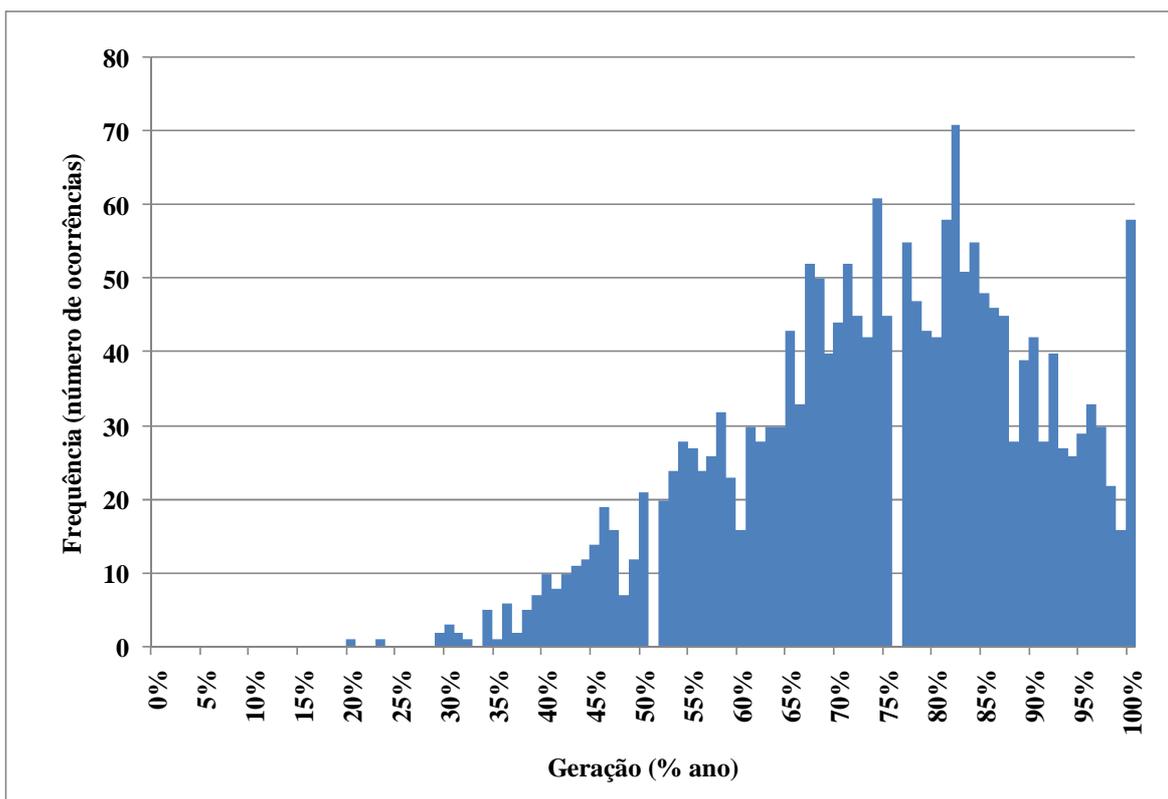


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

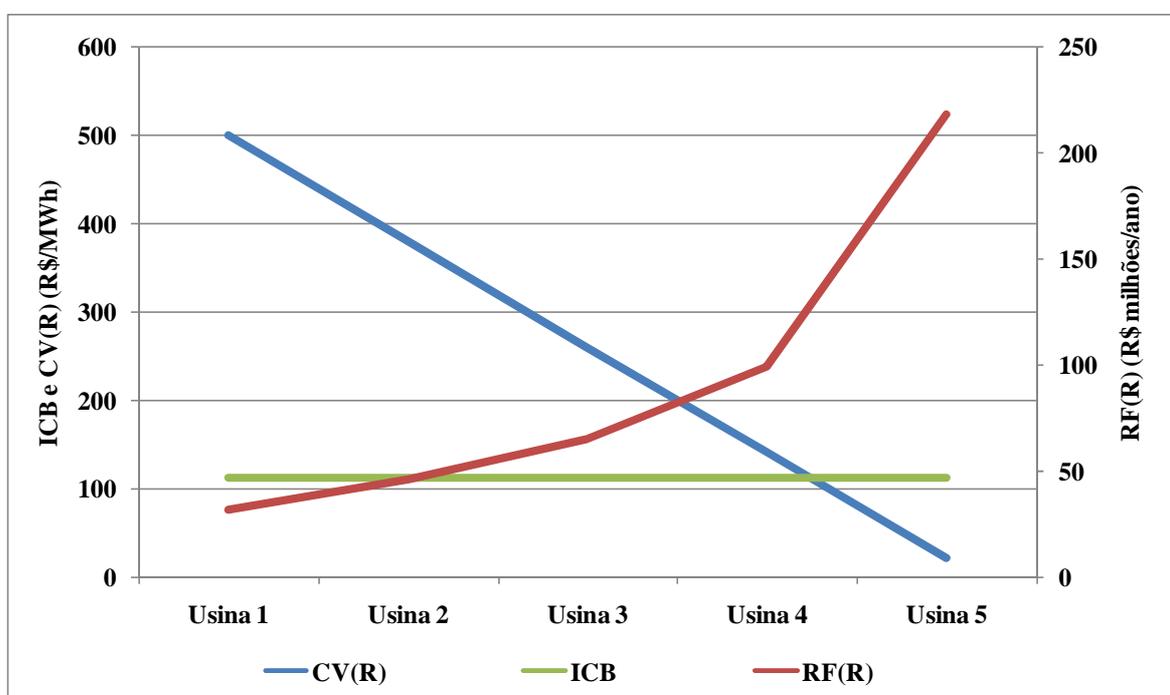


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

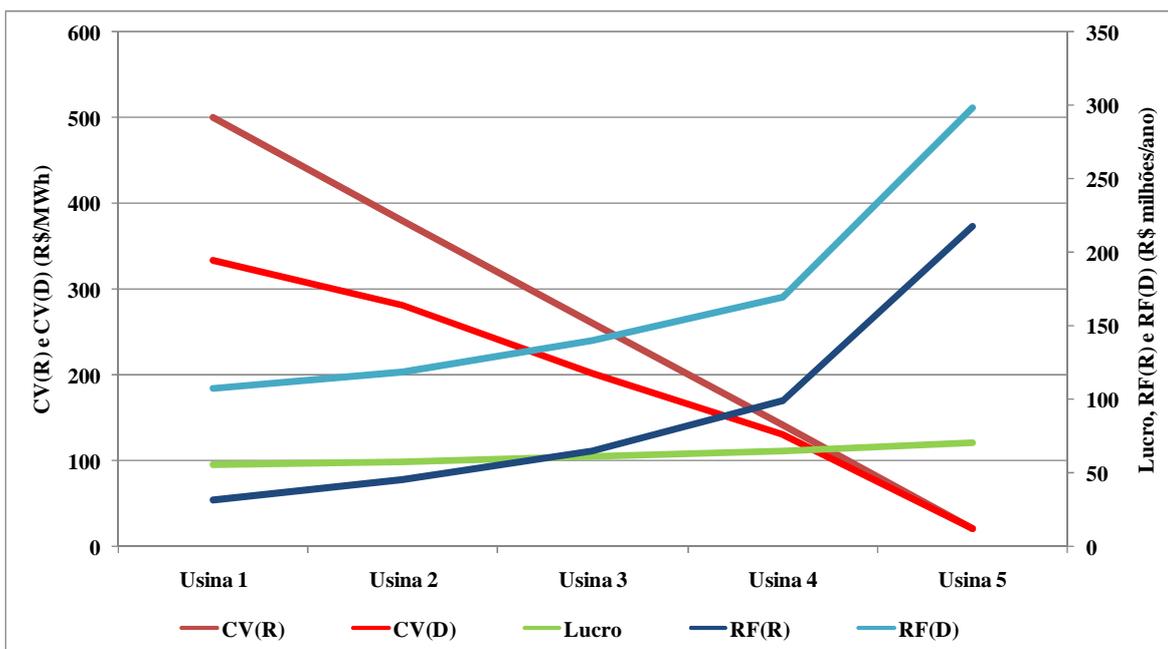


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

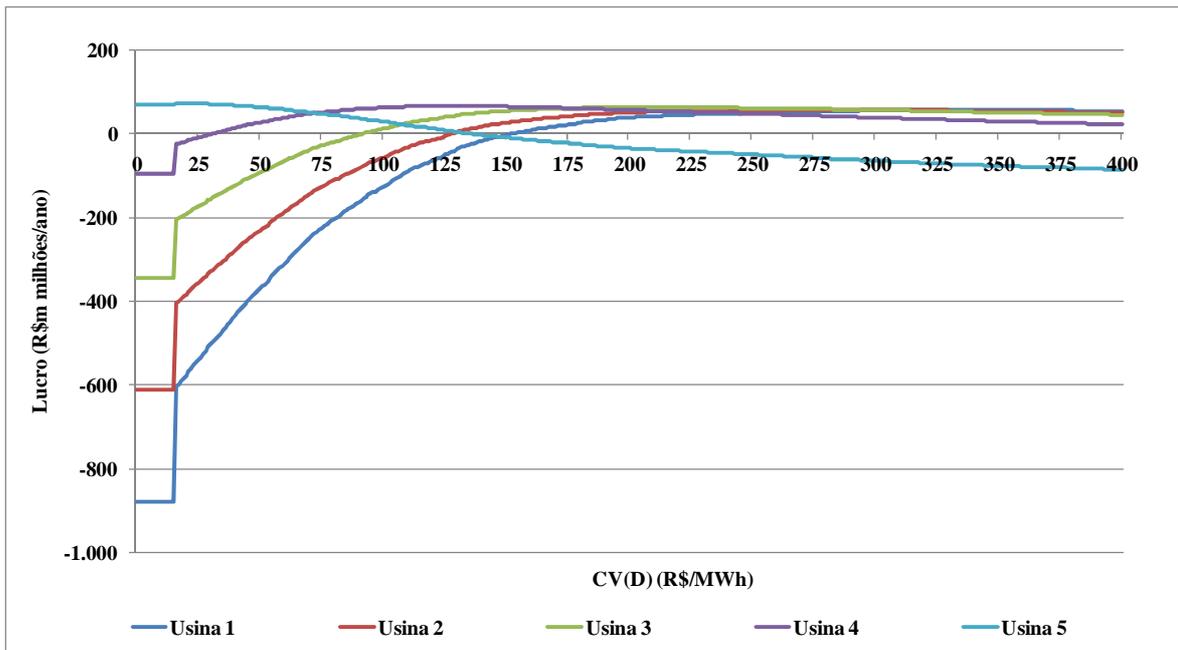


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

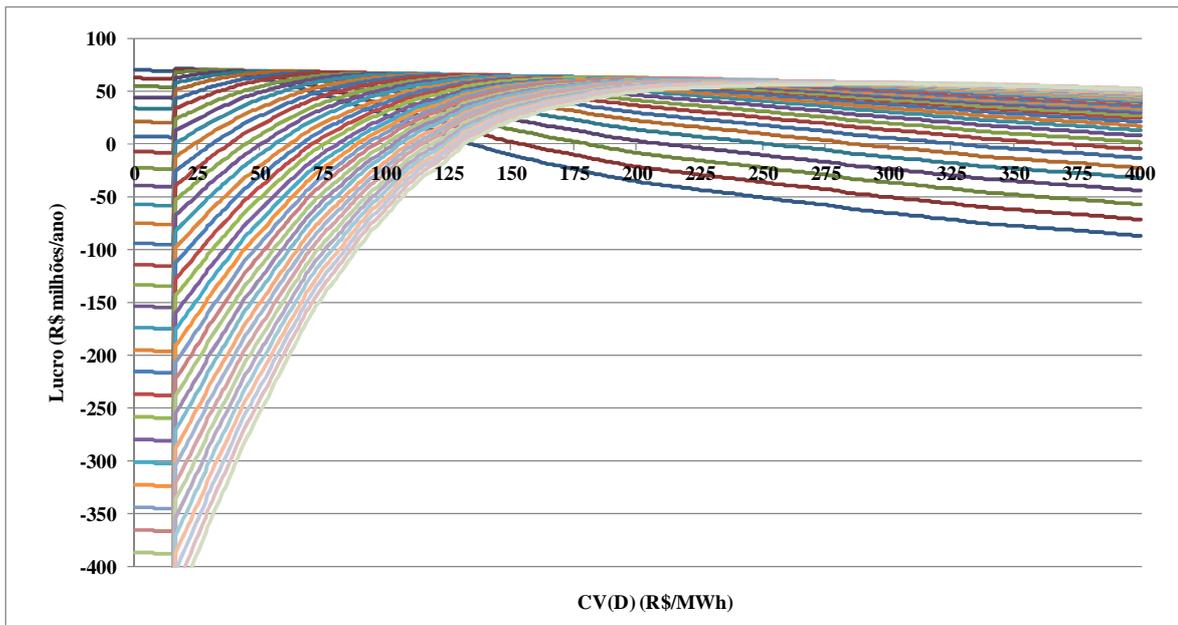


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

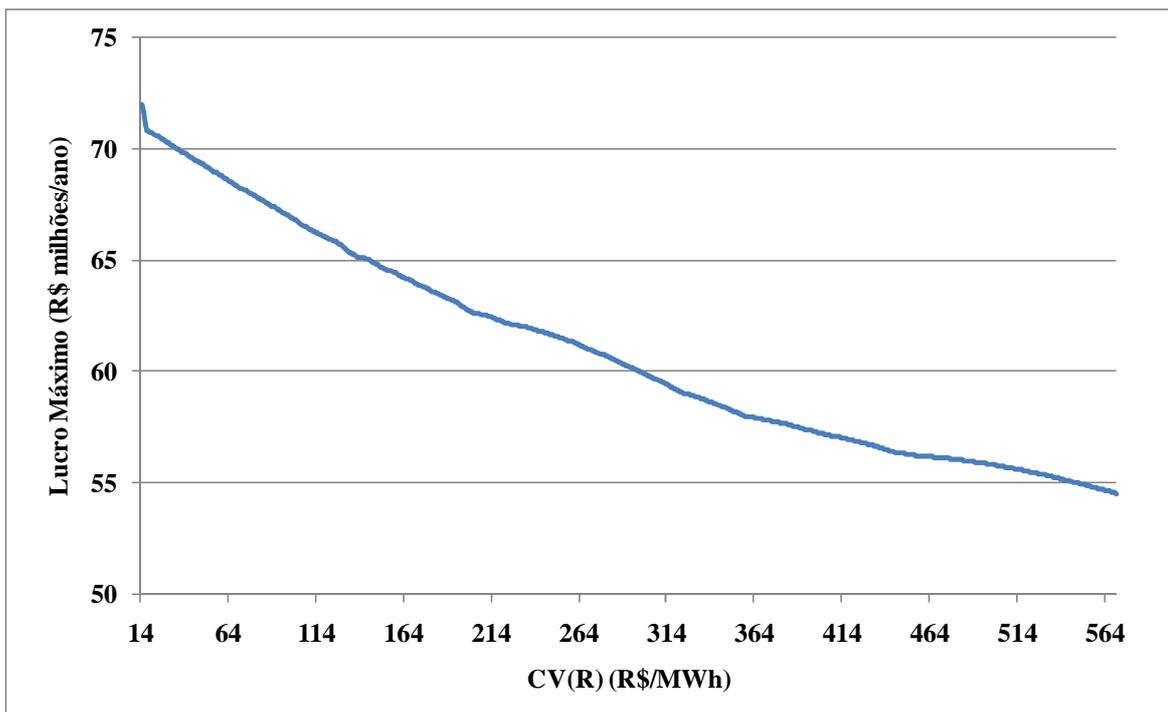


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:



Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

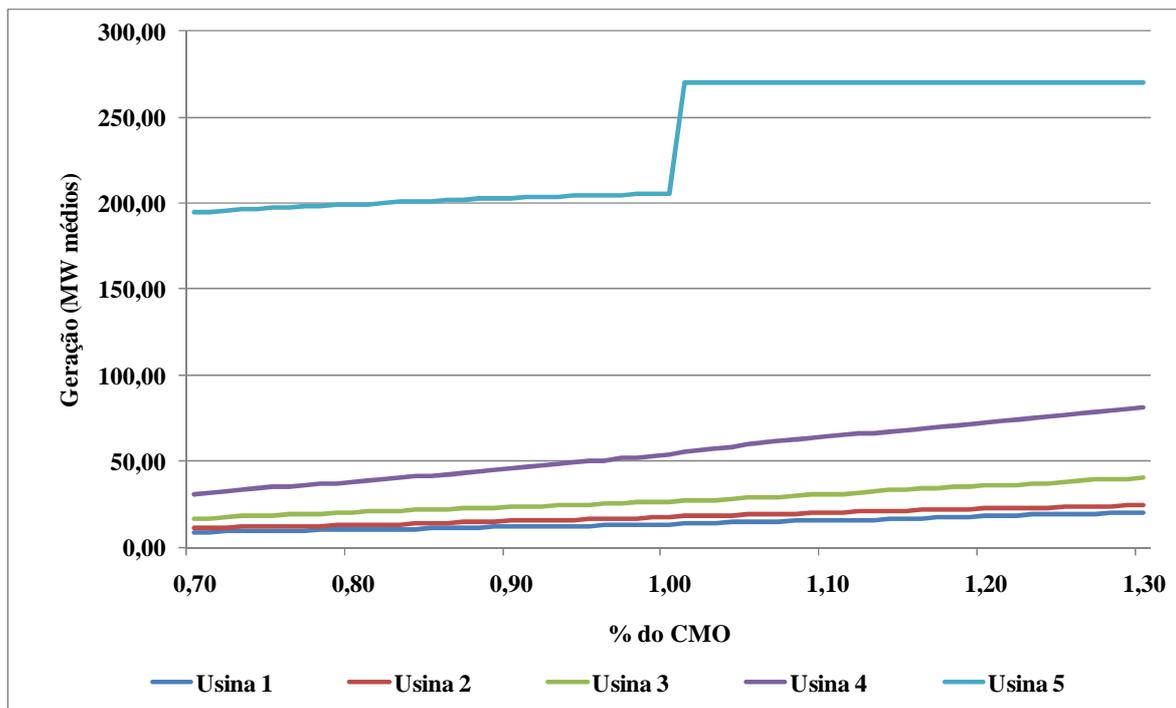


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

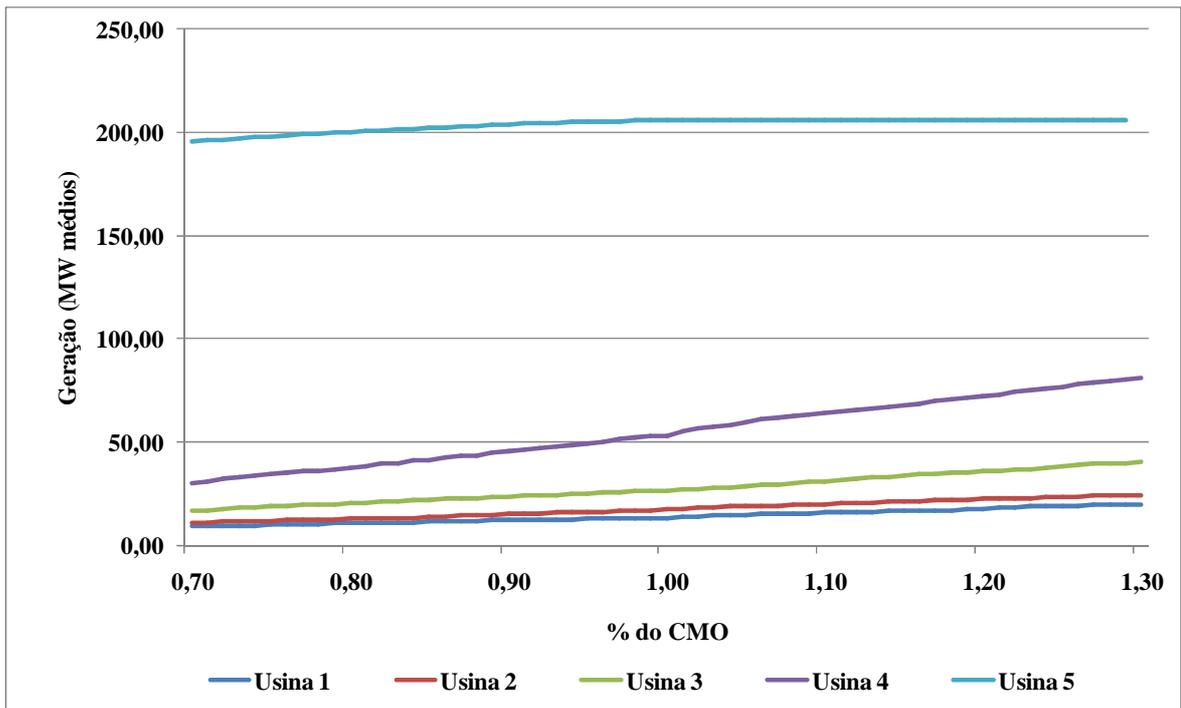


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

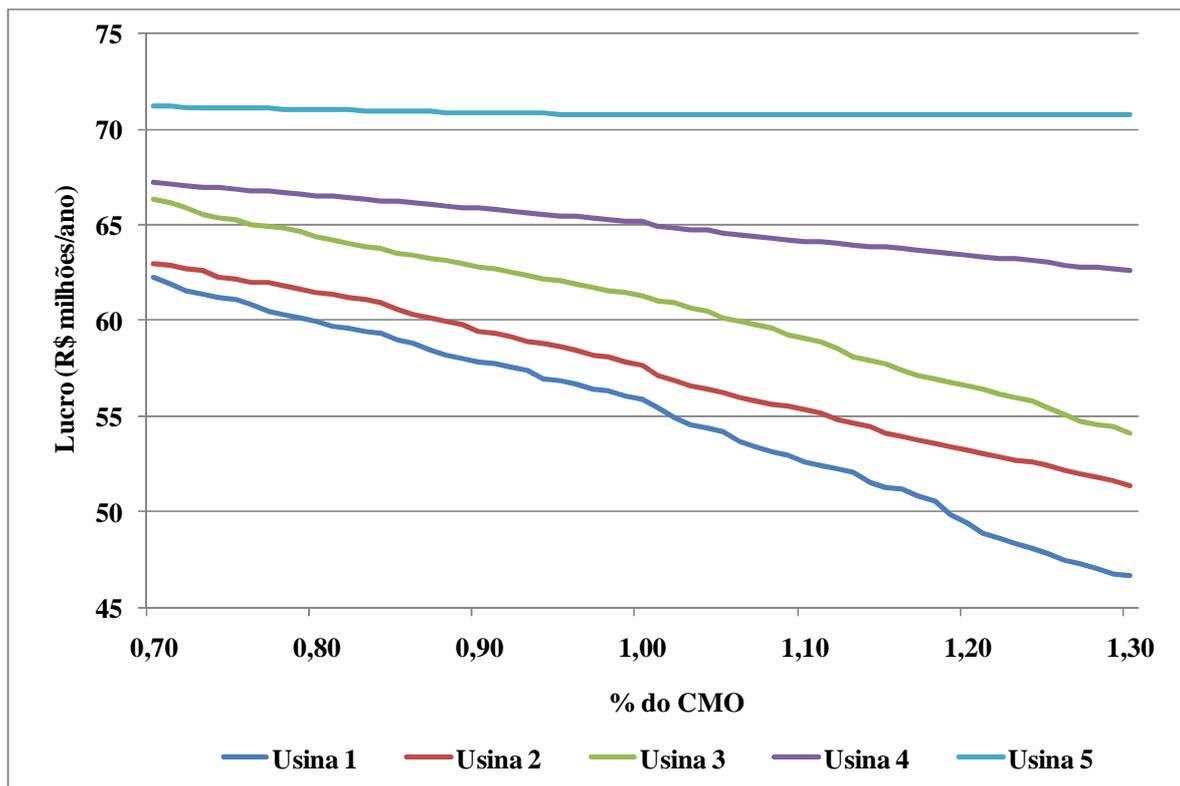


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

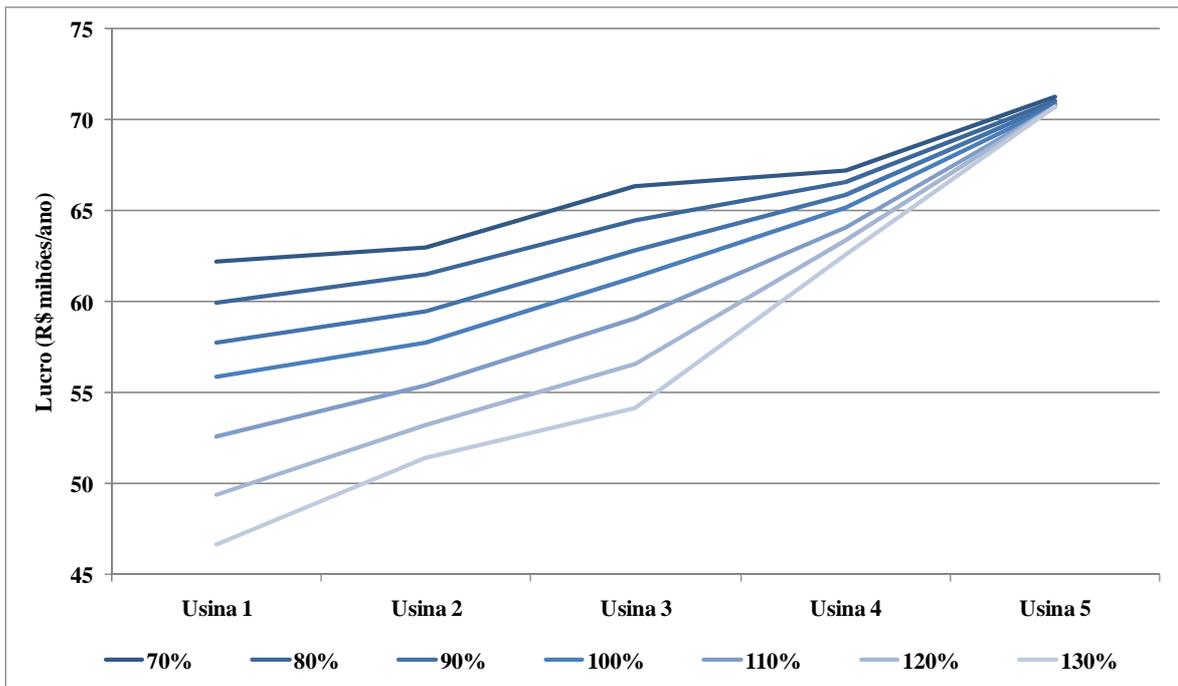


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

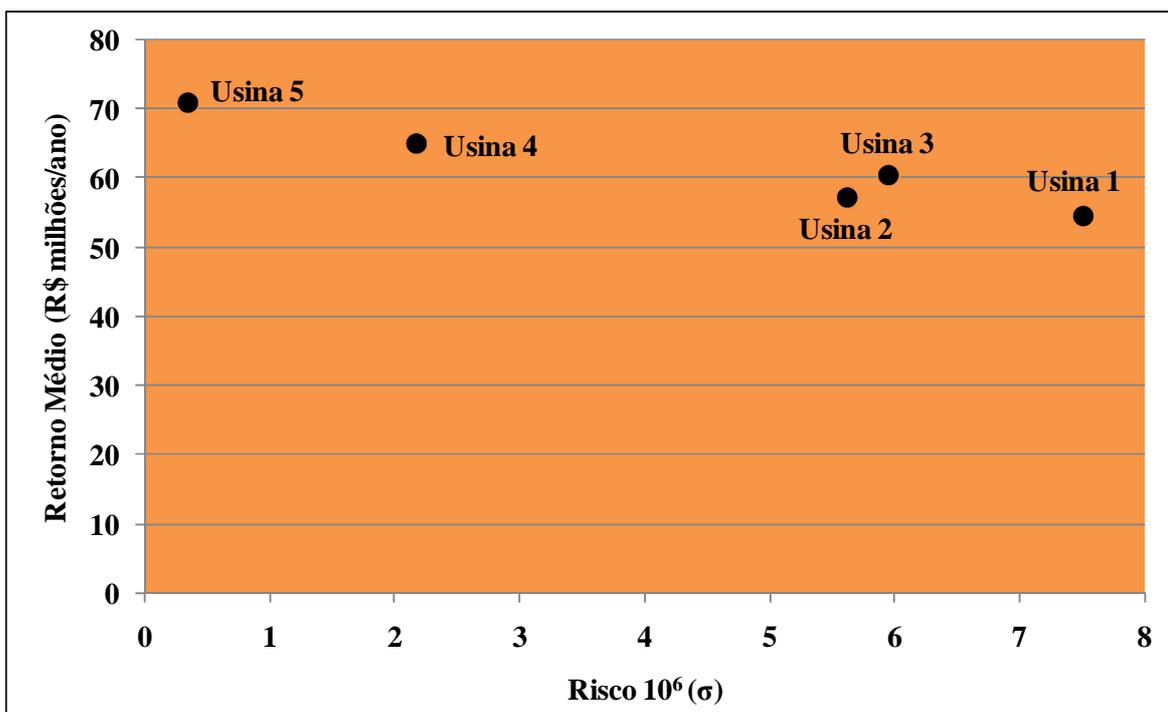


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

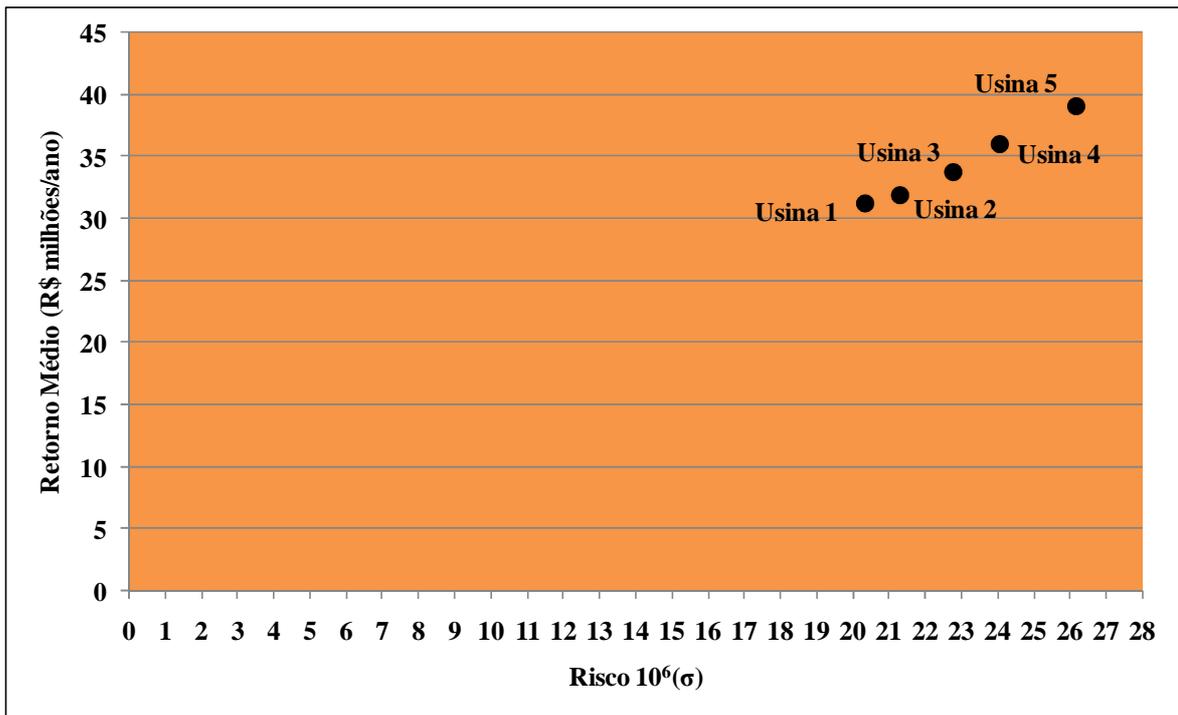


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

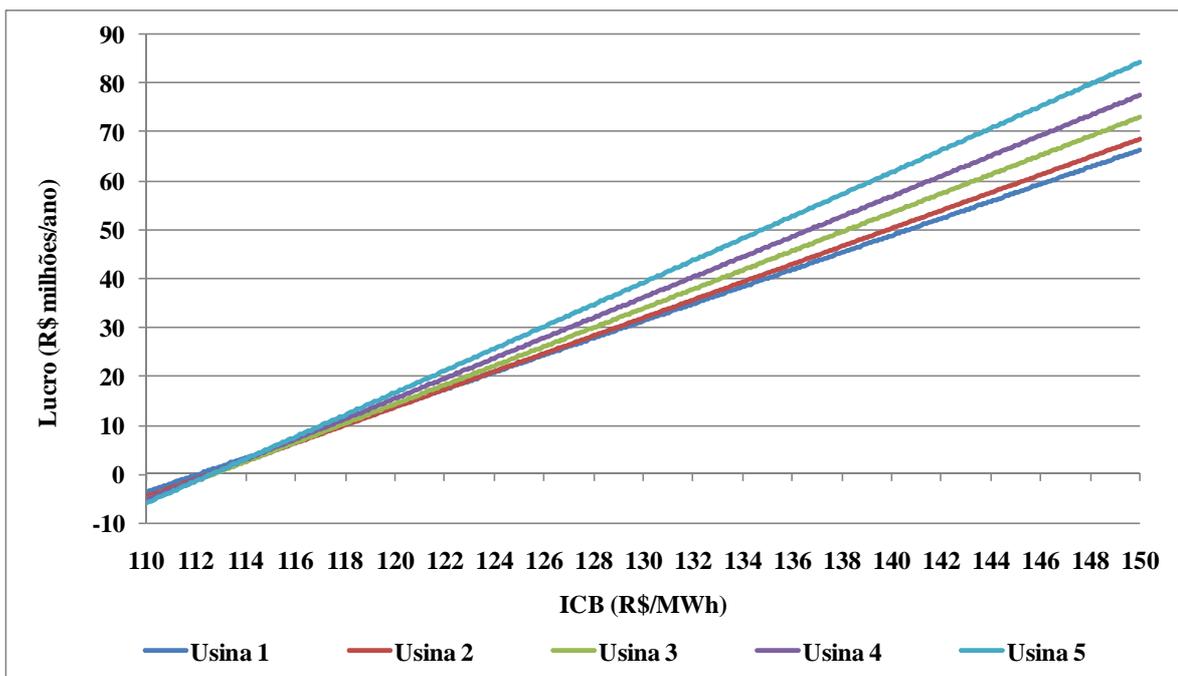


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

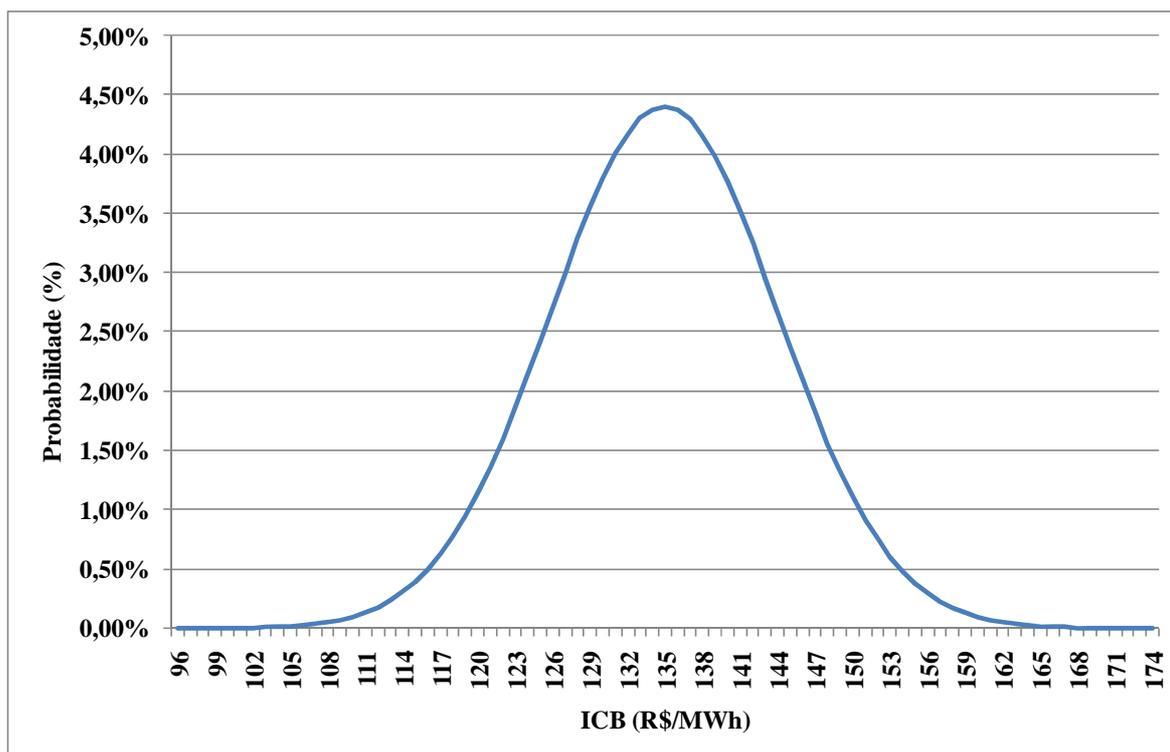


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

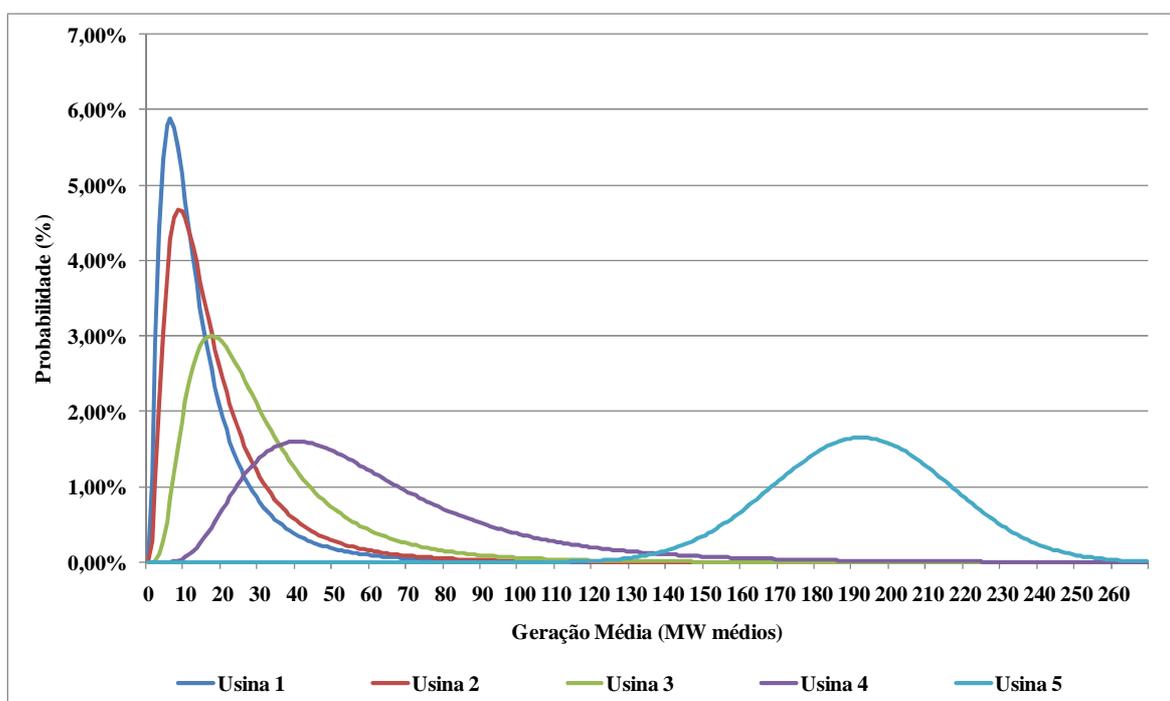


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

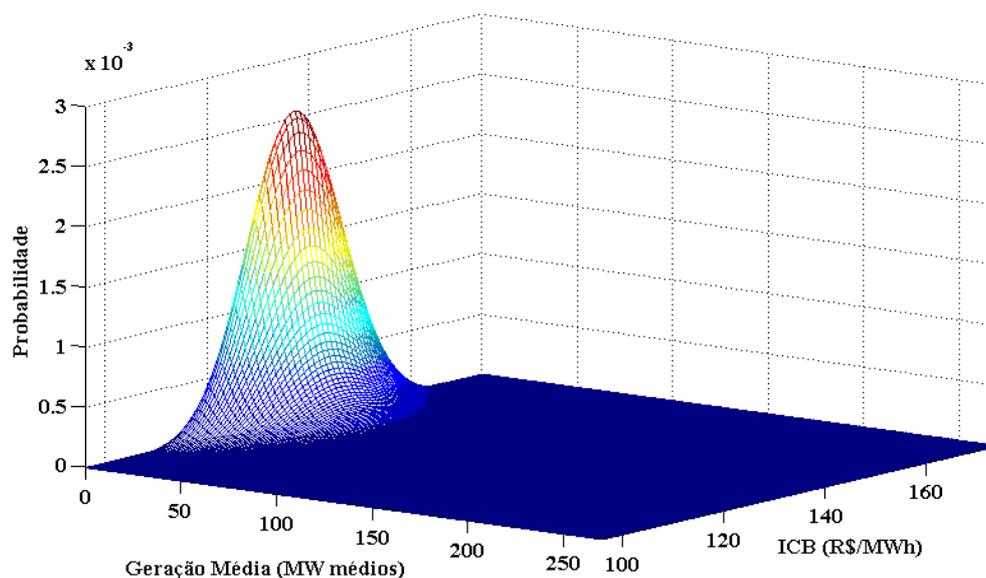


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

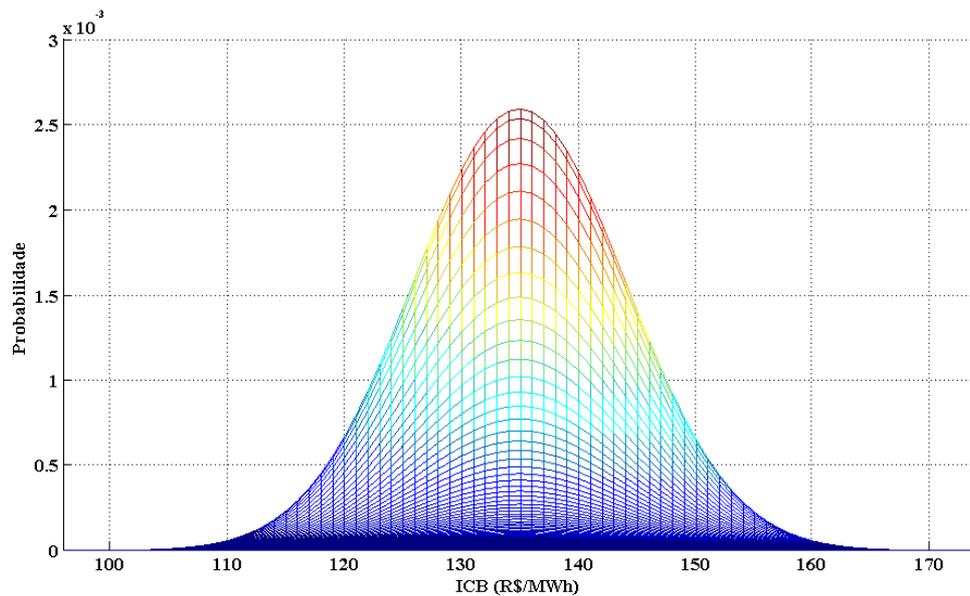


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

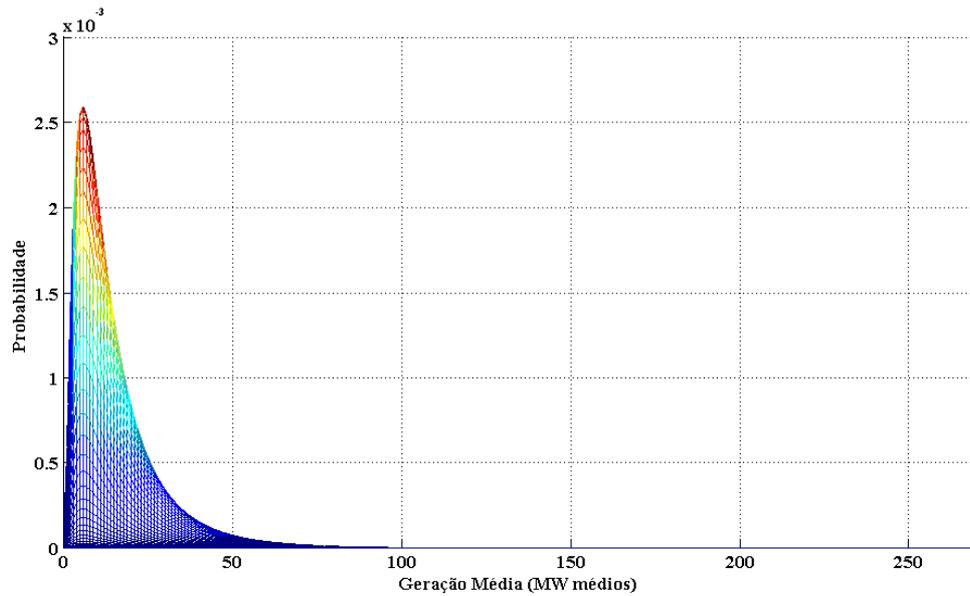


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

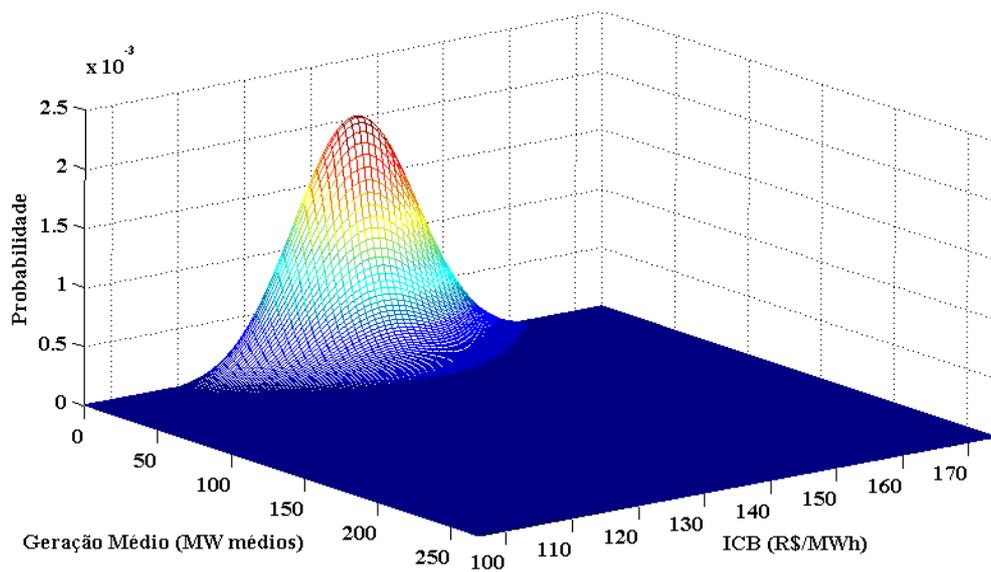


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

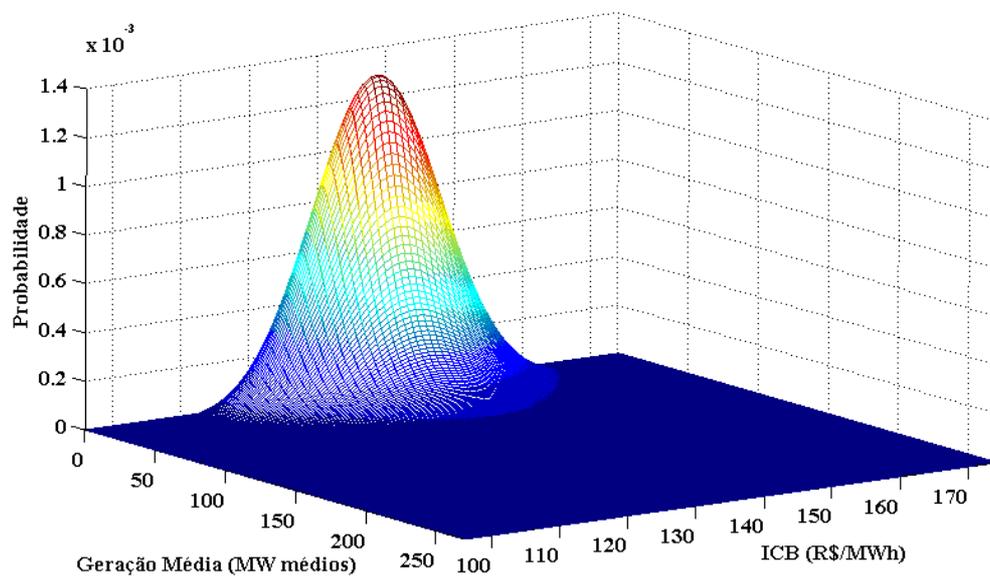


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

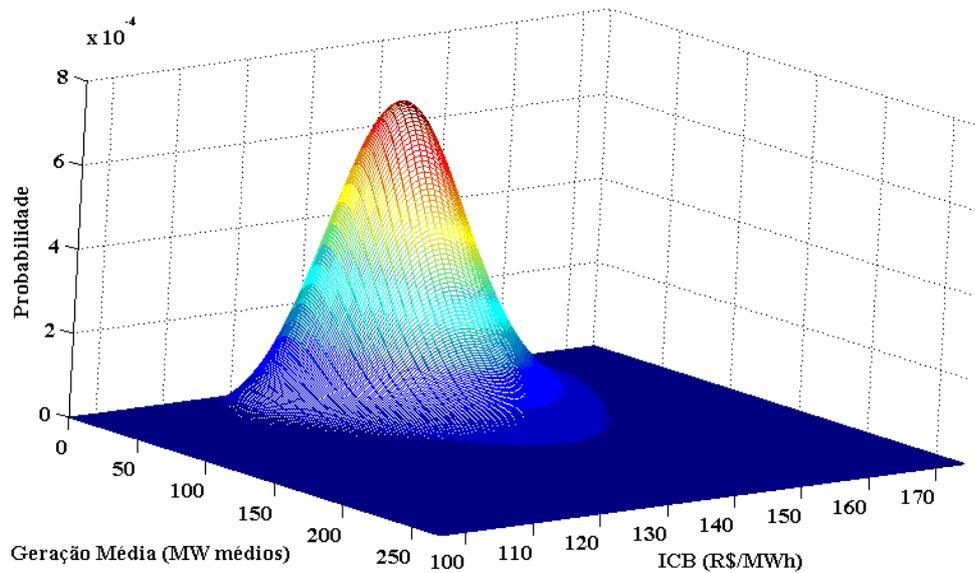


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

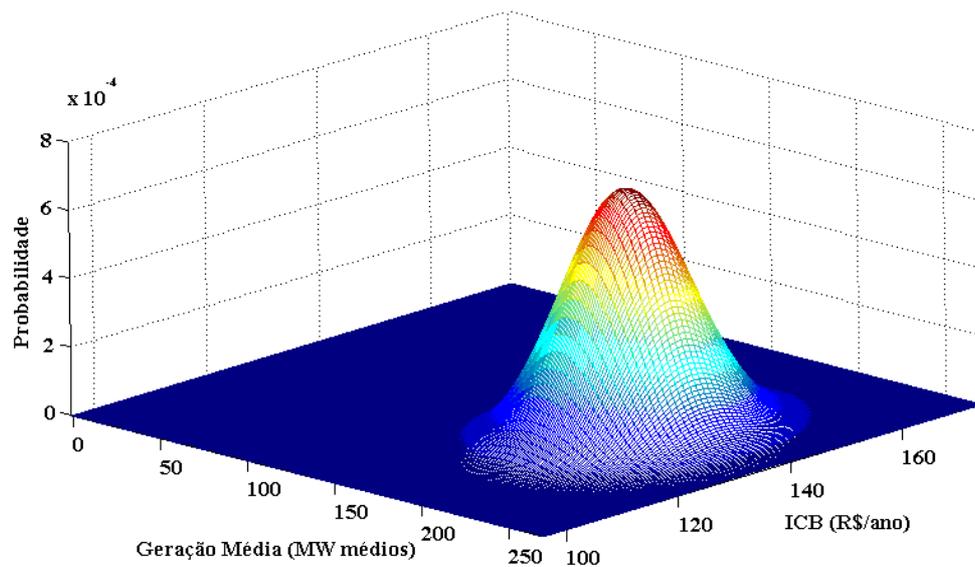


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

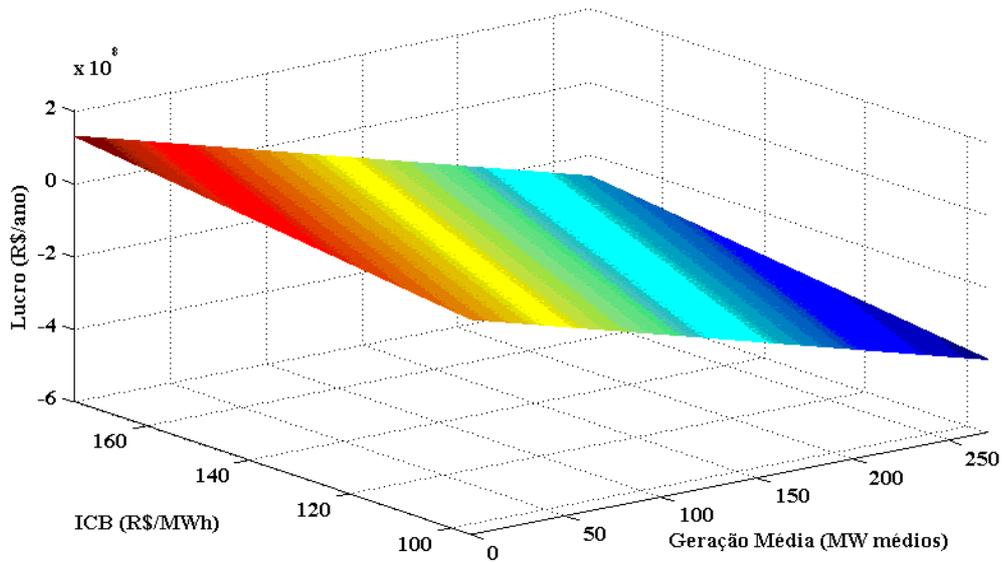


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

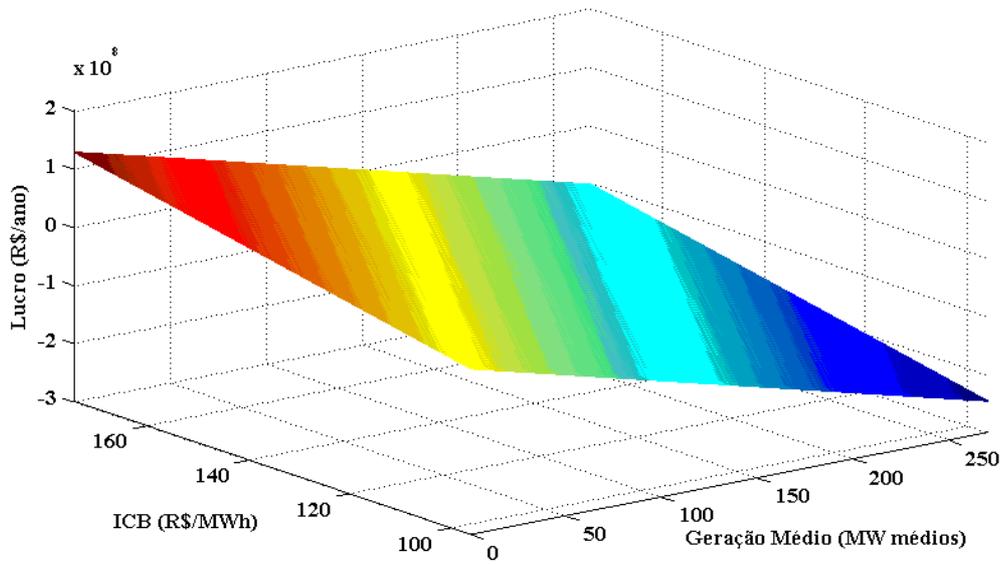


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

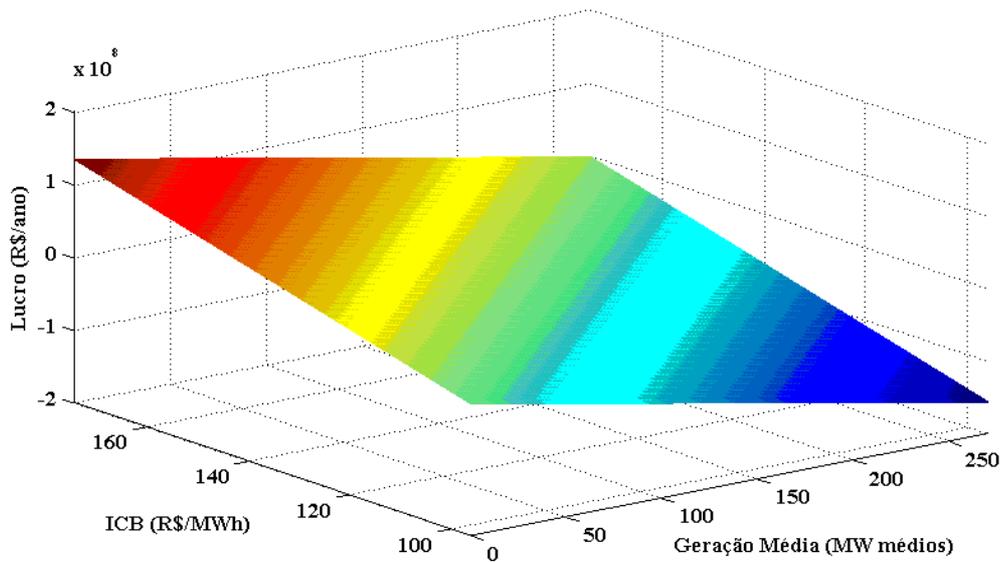


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

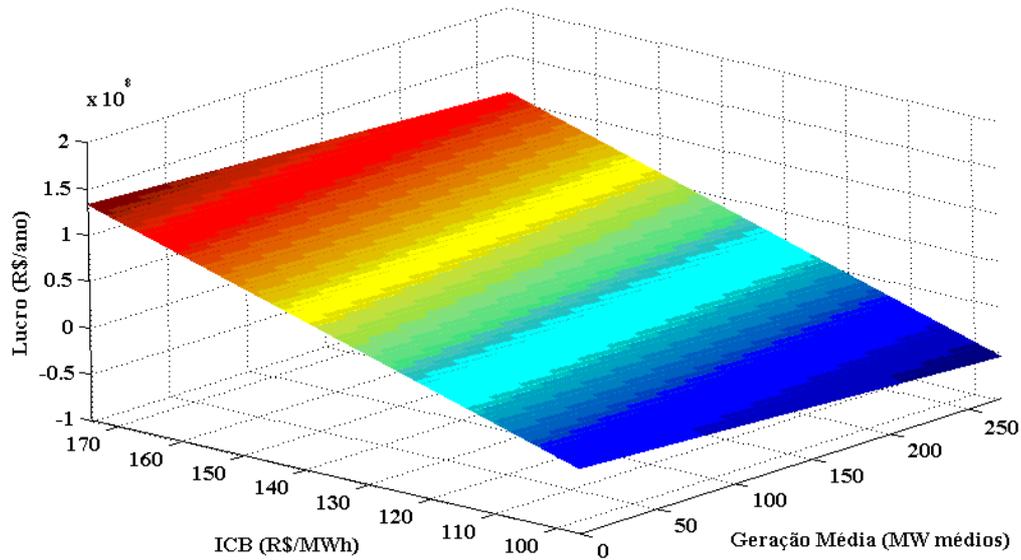


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos à variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

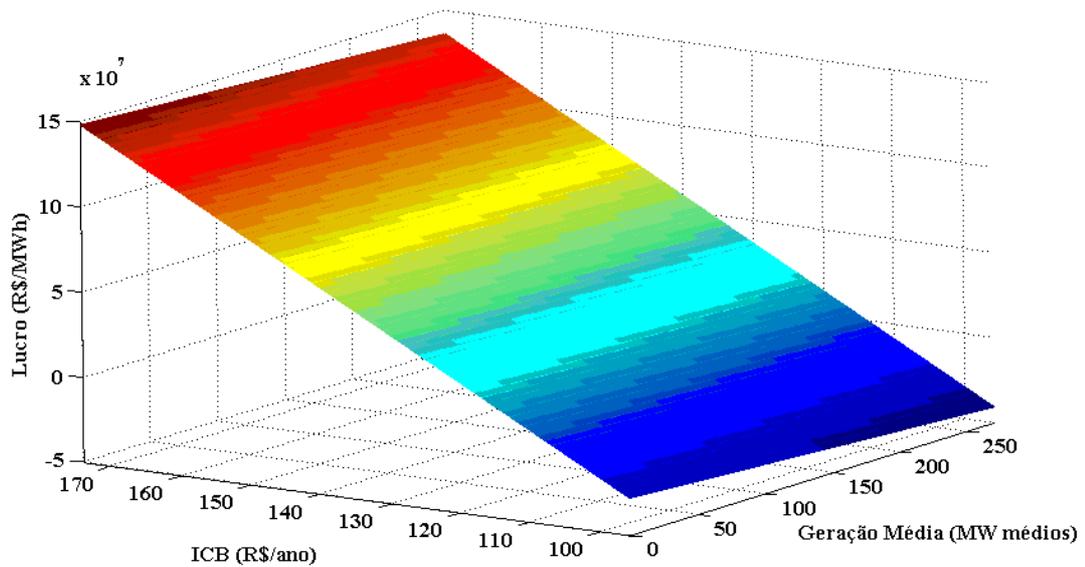


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

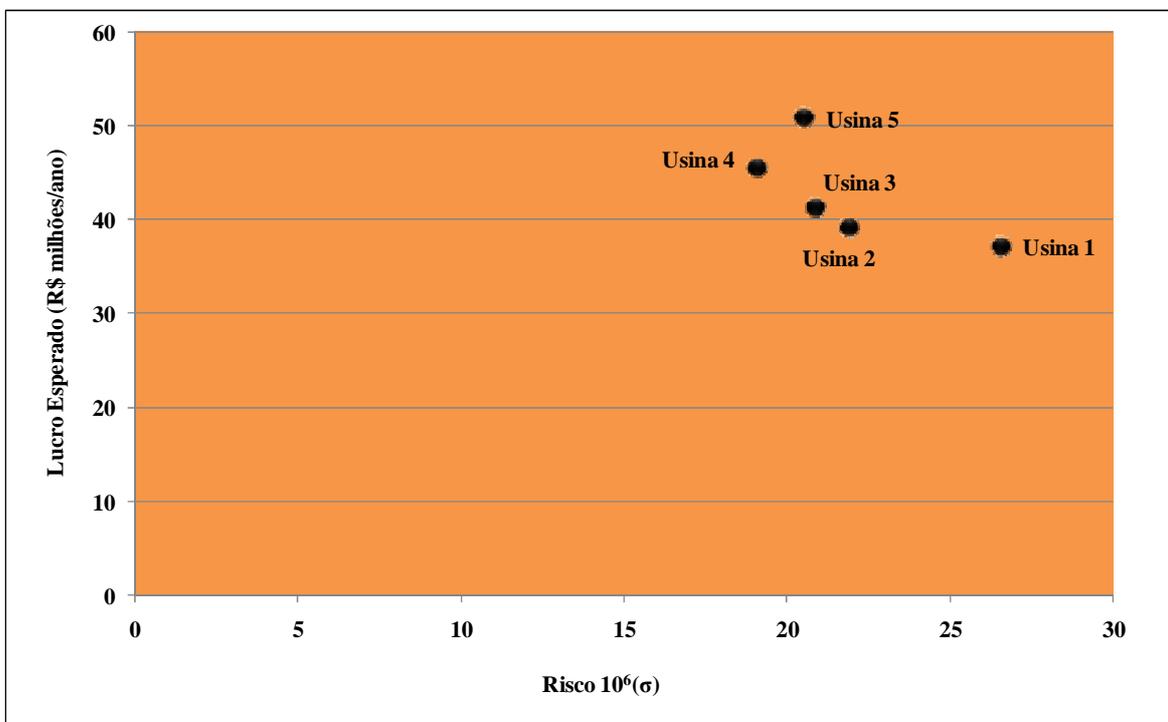


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

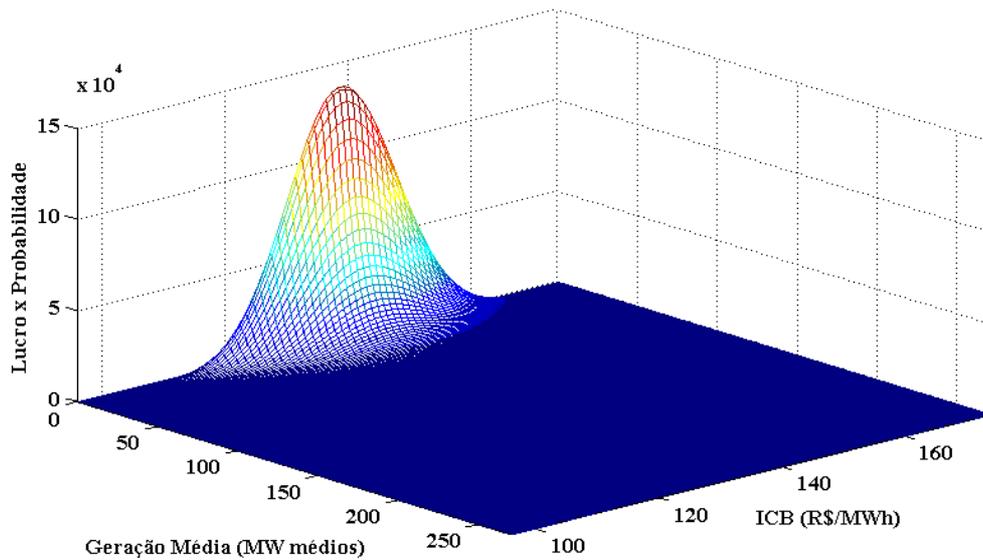
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

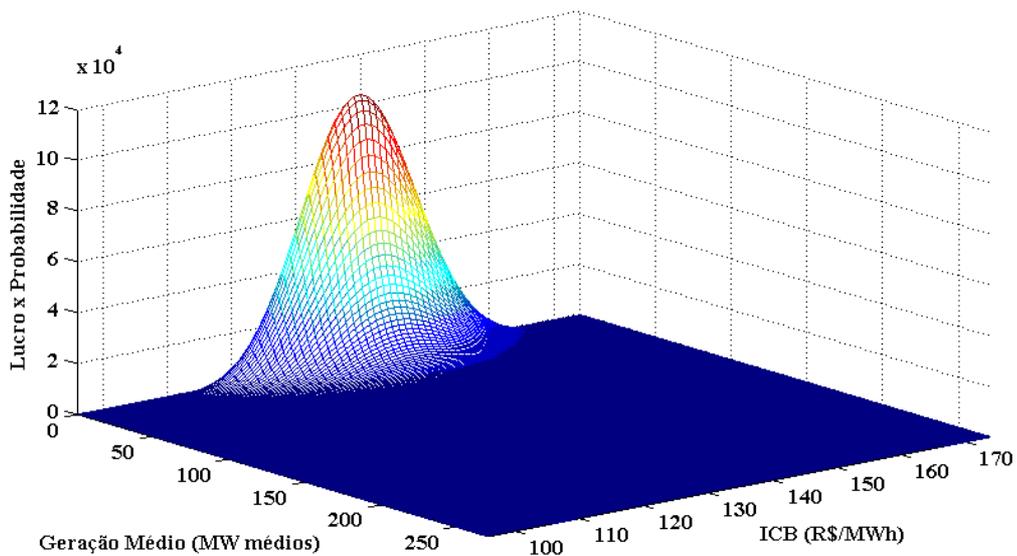
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

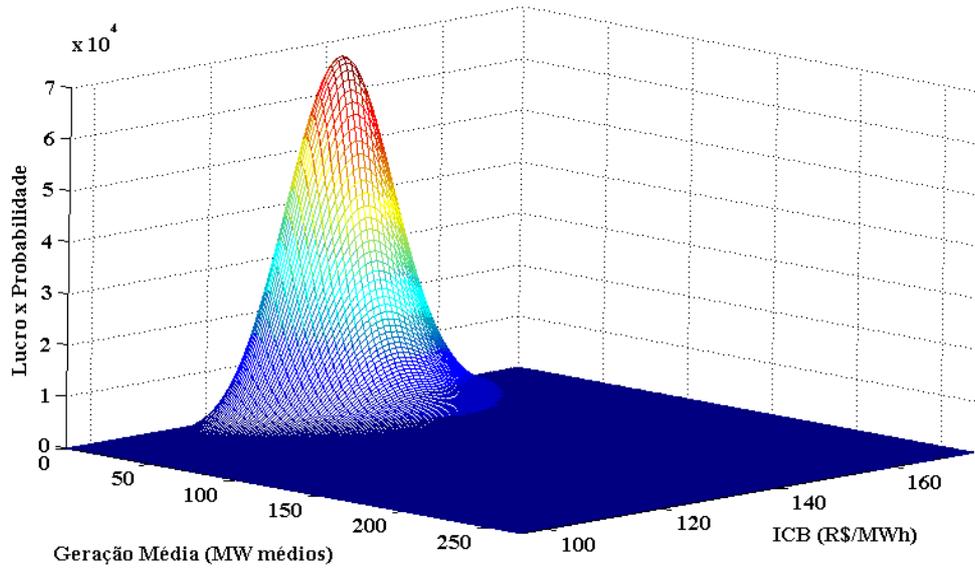
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



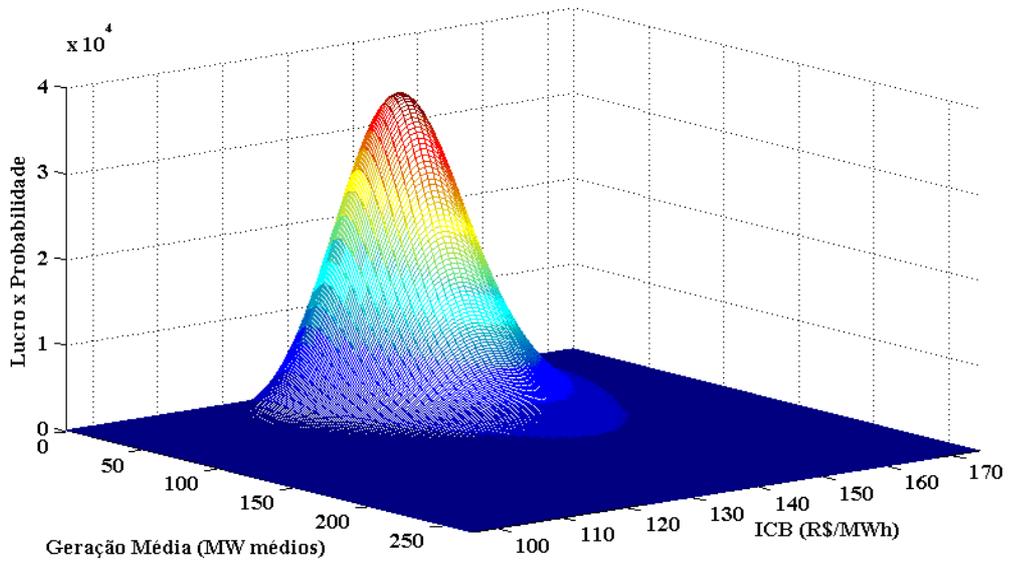
Probabilidade X Lucro para Usina 1



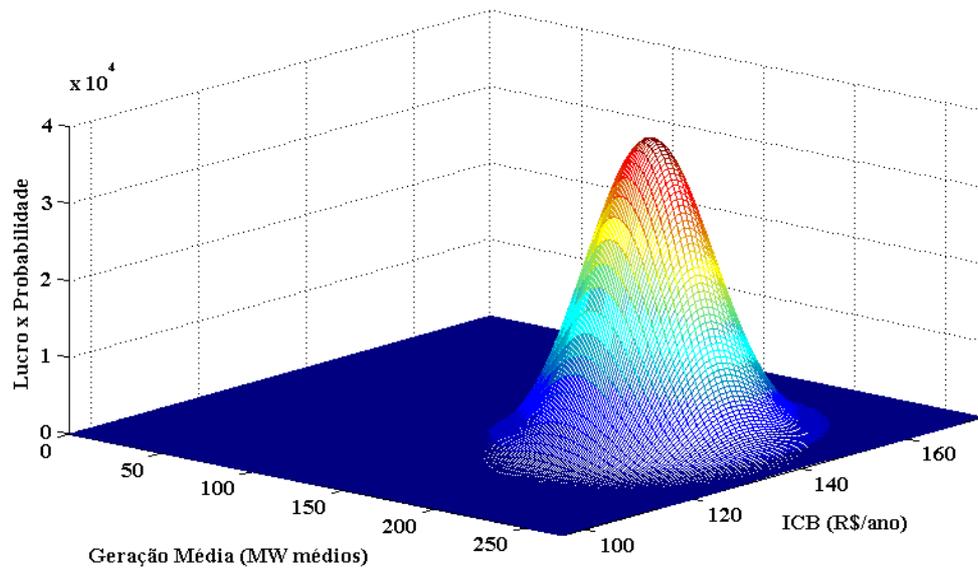
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico.....	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas.....	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova.....	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU.....	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU.....	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU.....	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB.....	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh.....	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh.....	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh.....	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh.....	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh.....	55
Figura 6.6 – Custos e ICB.....	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R).....	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO.....	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO.....	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO.....	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO.....	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETRORÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

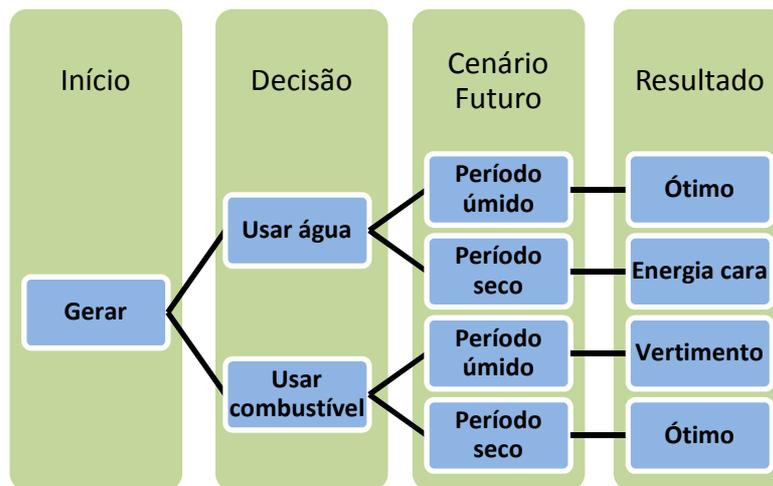


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será reposta nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$\text{Garantia Física} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times \text{CVU}) \times \text{Disp} \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

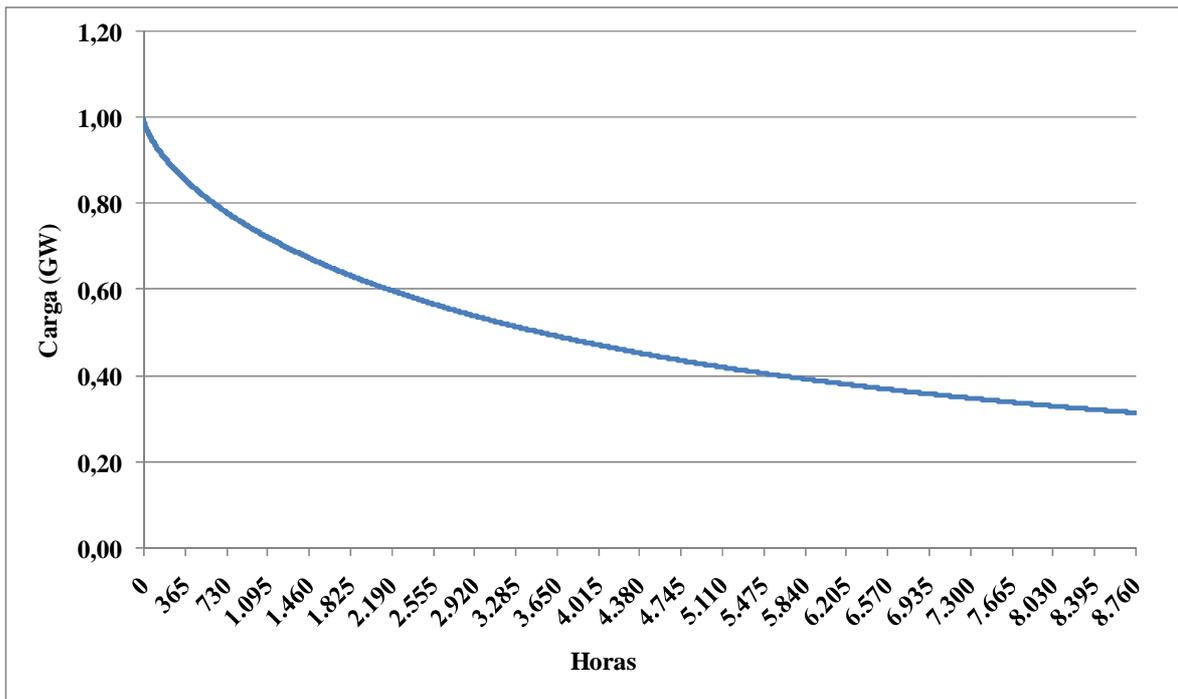


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

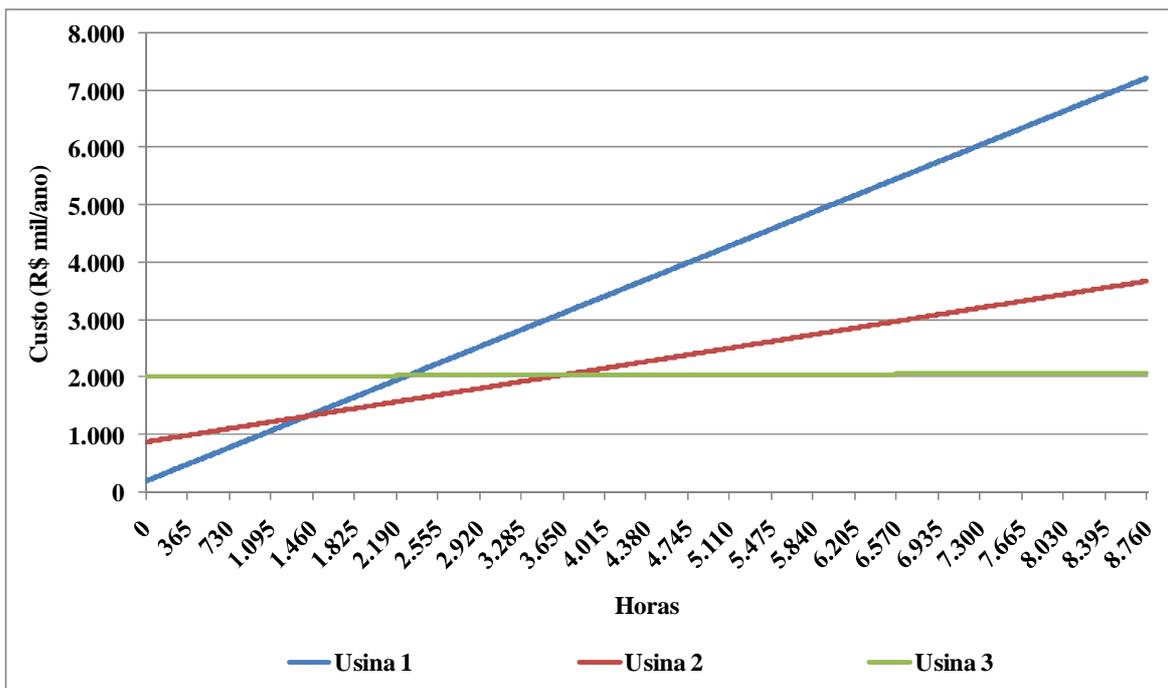


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

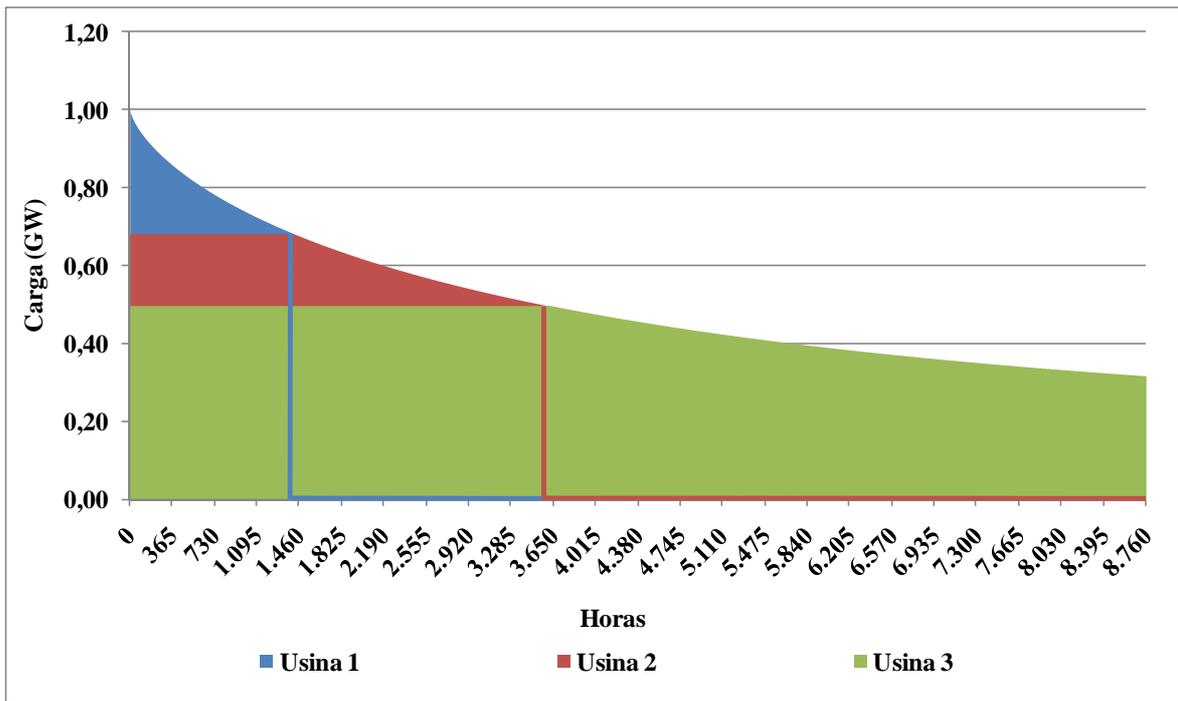


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

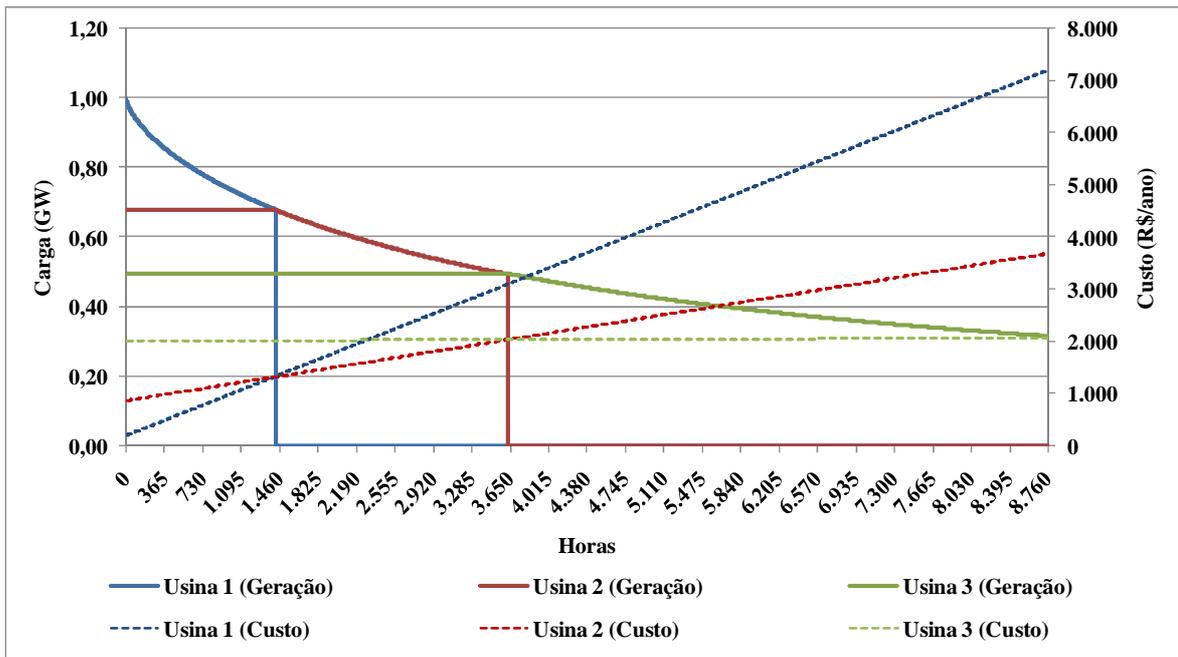


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

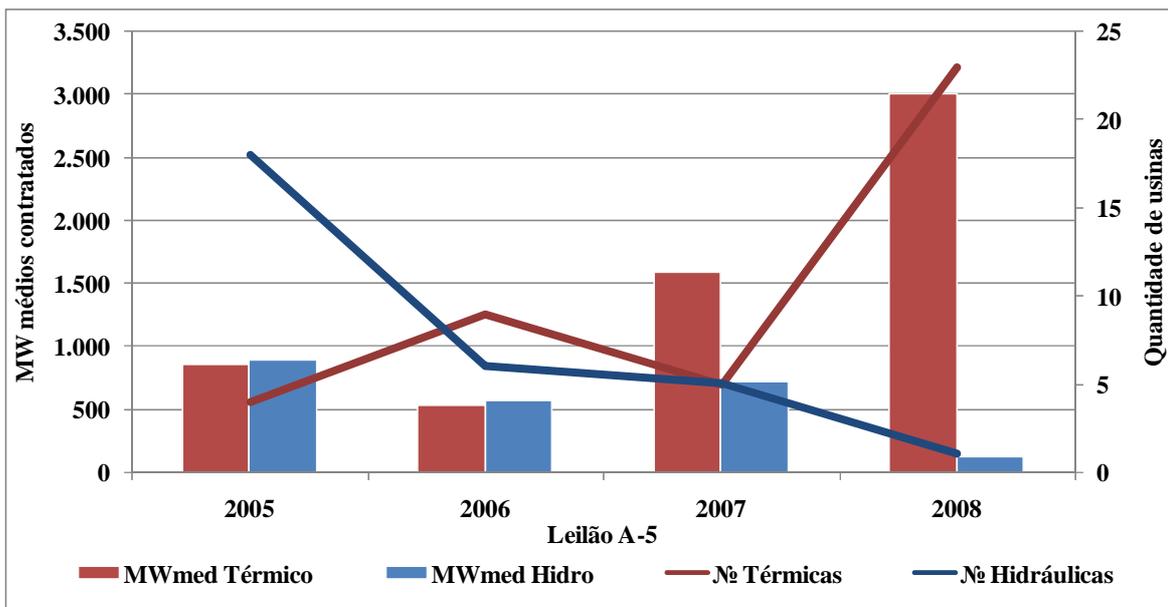


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

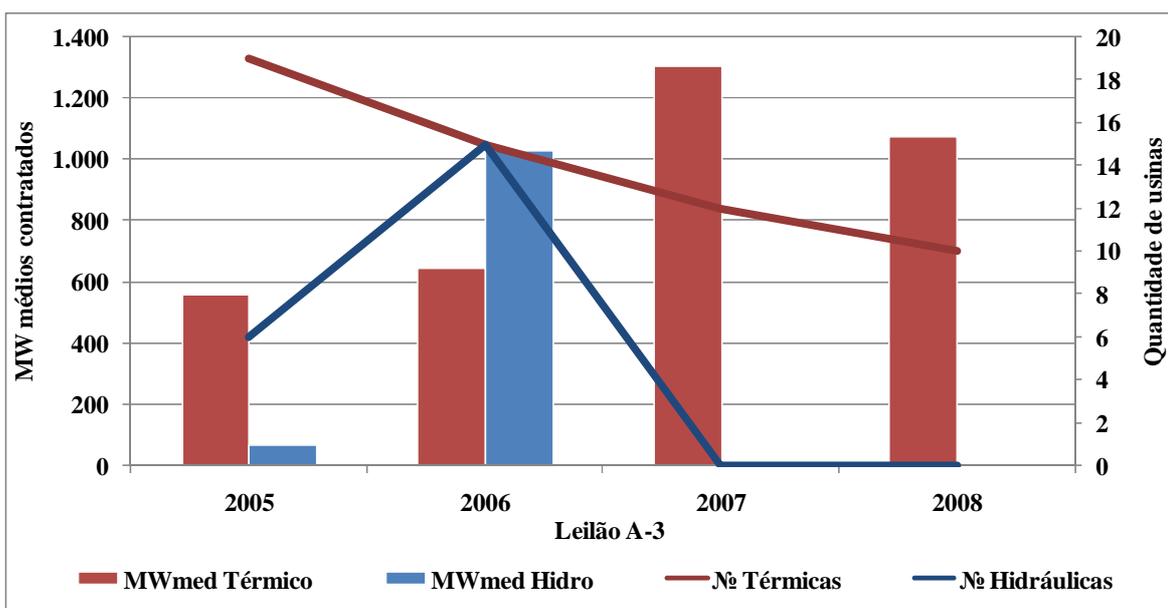


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

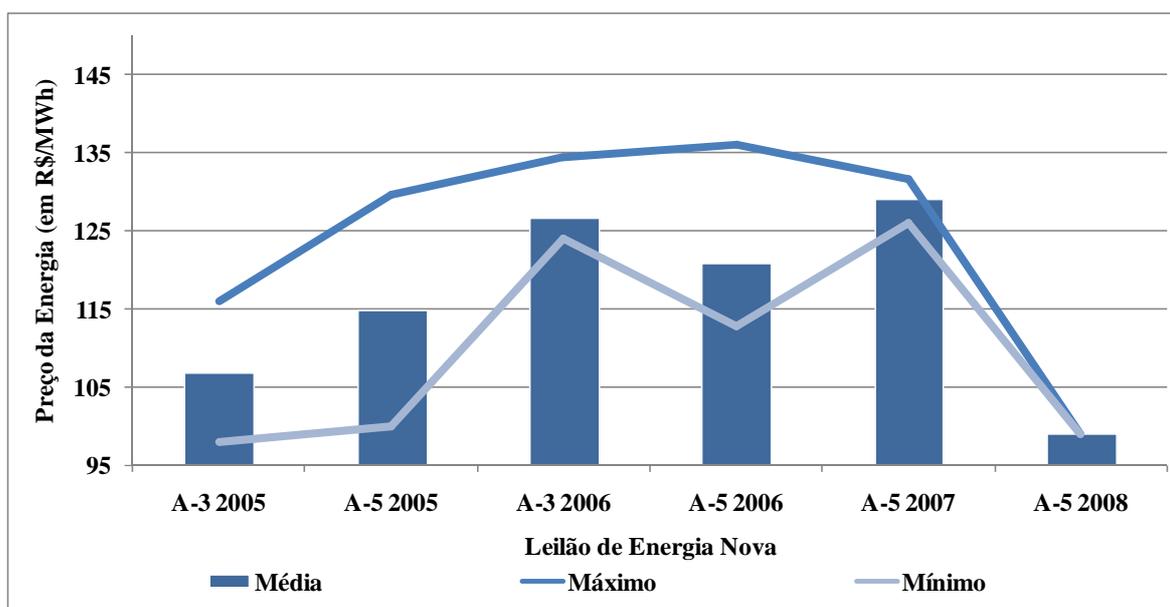


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

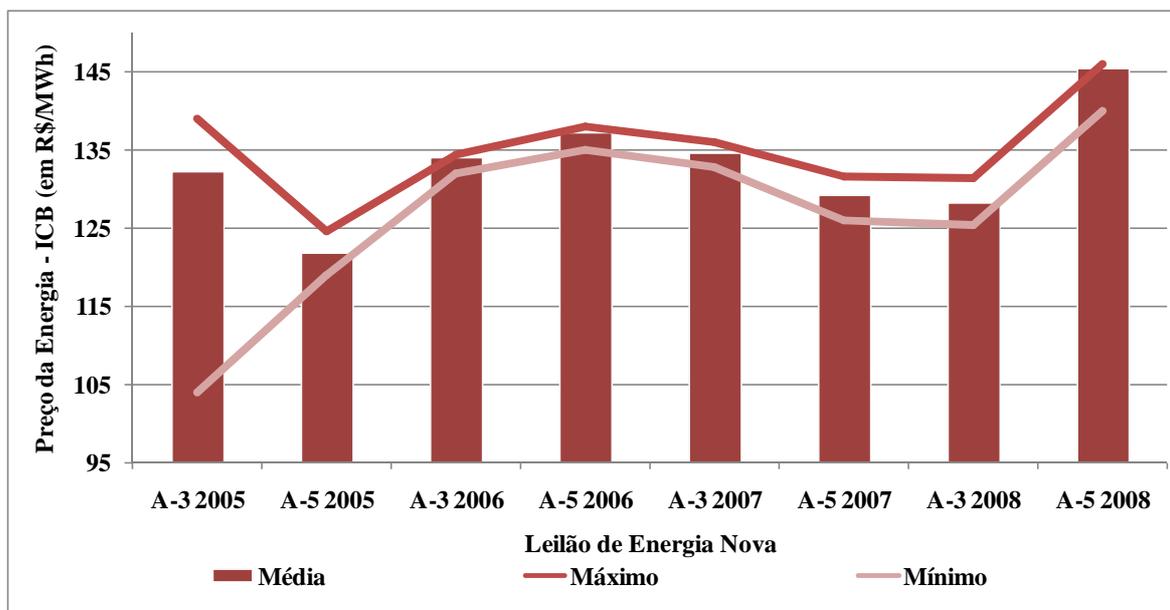


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

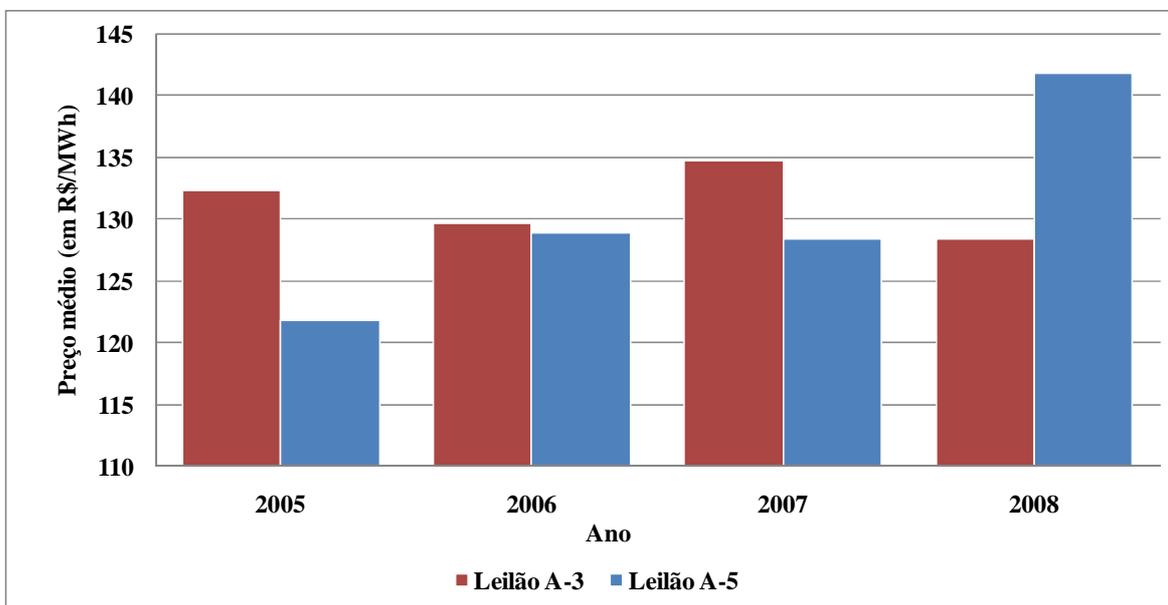


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

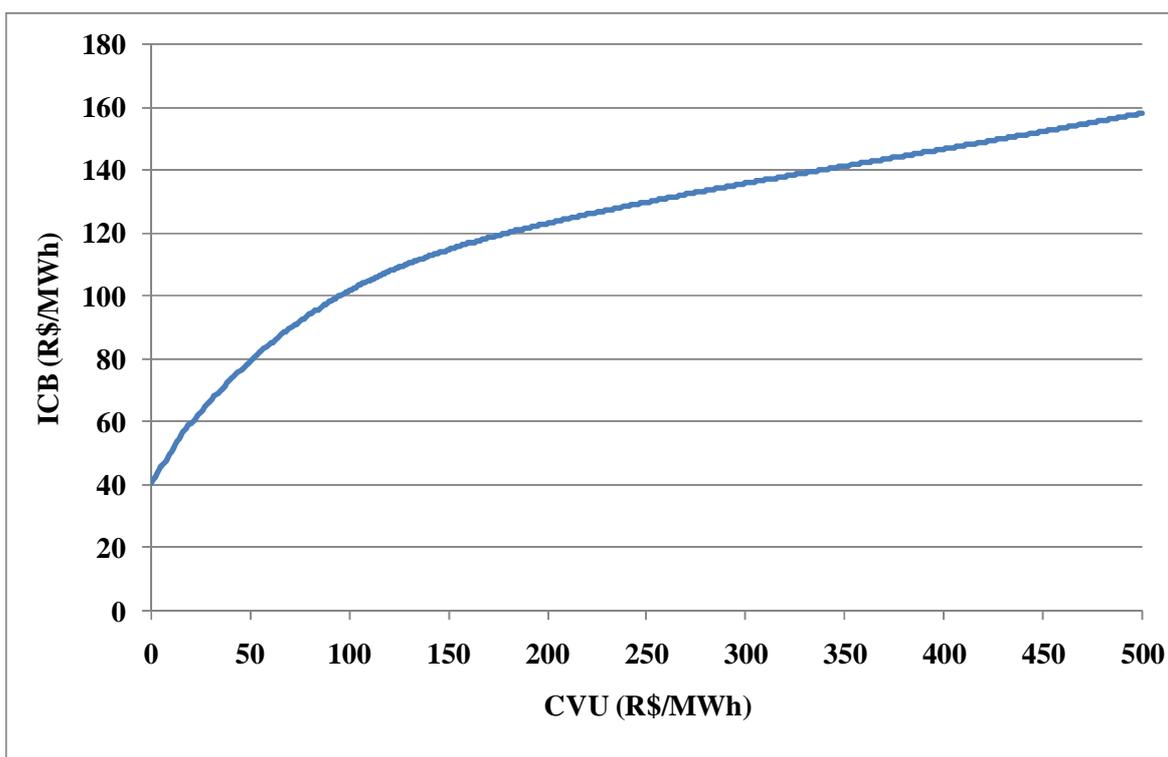


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

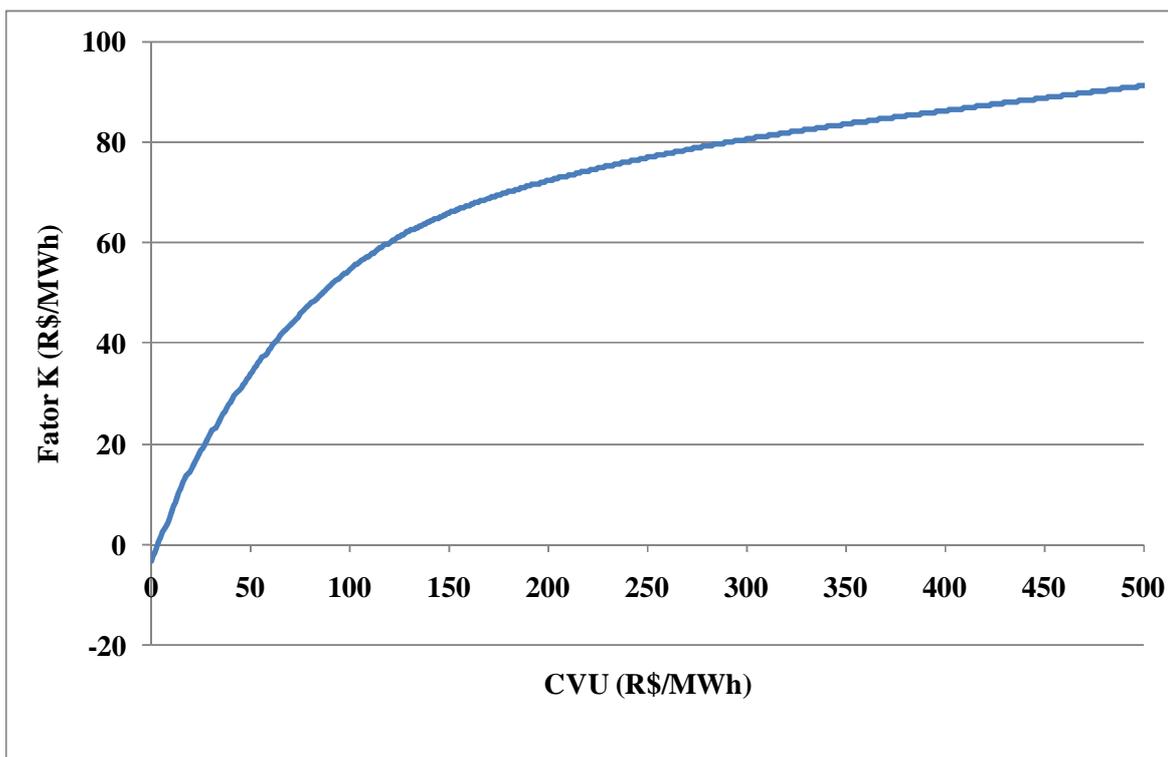


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

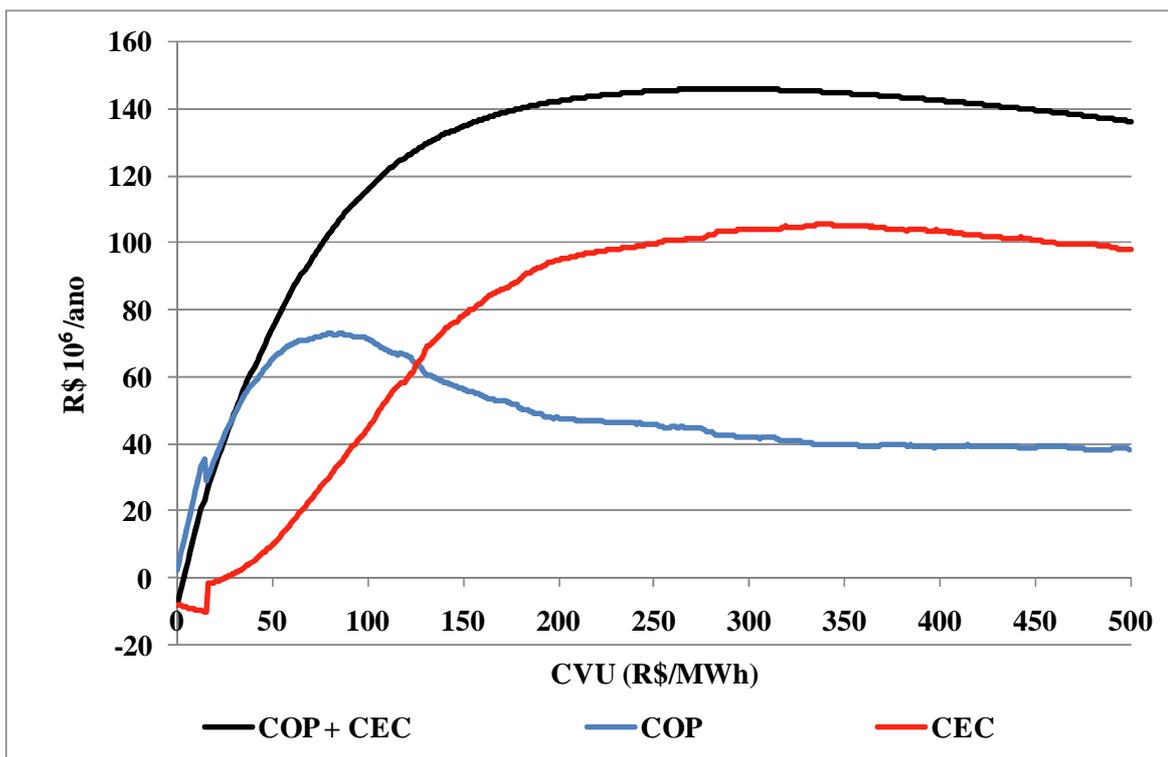


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

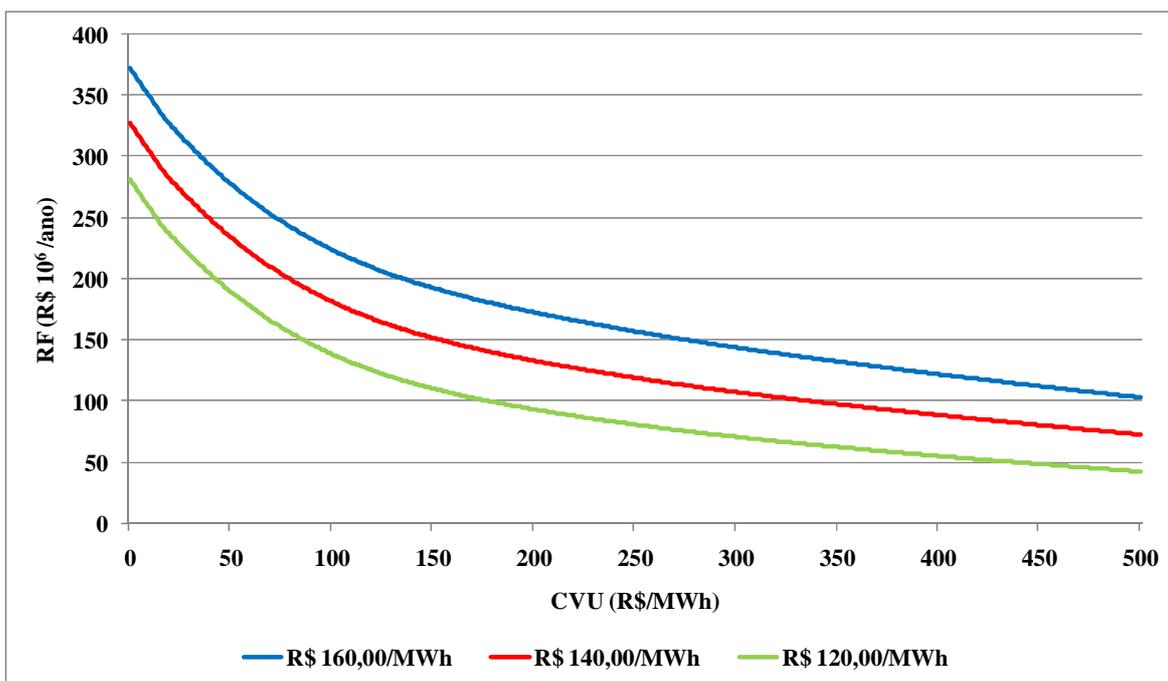


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra R , os declarados pela letra D . Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o CV(D) inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como GERA(M).

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (\text{RF}(D) - \text{RF}(R)) + (\text{CV}(D) - \text{CV}(R)) \times (\text{GERA}(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

GERA(M): será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em *c* cenários e *m* meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

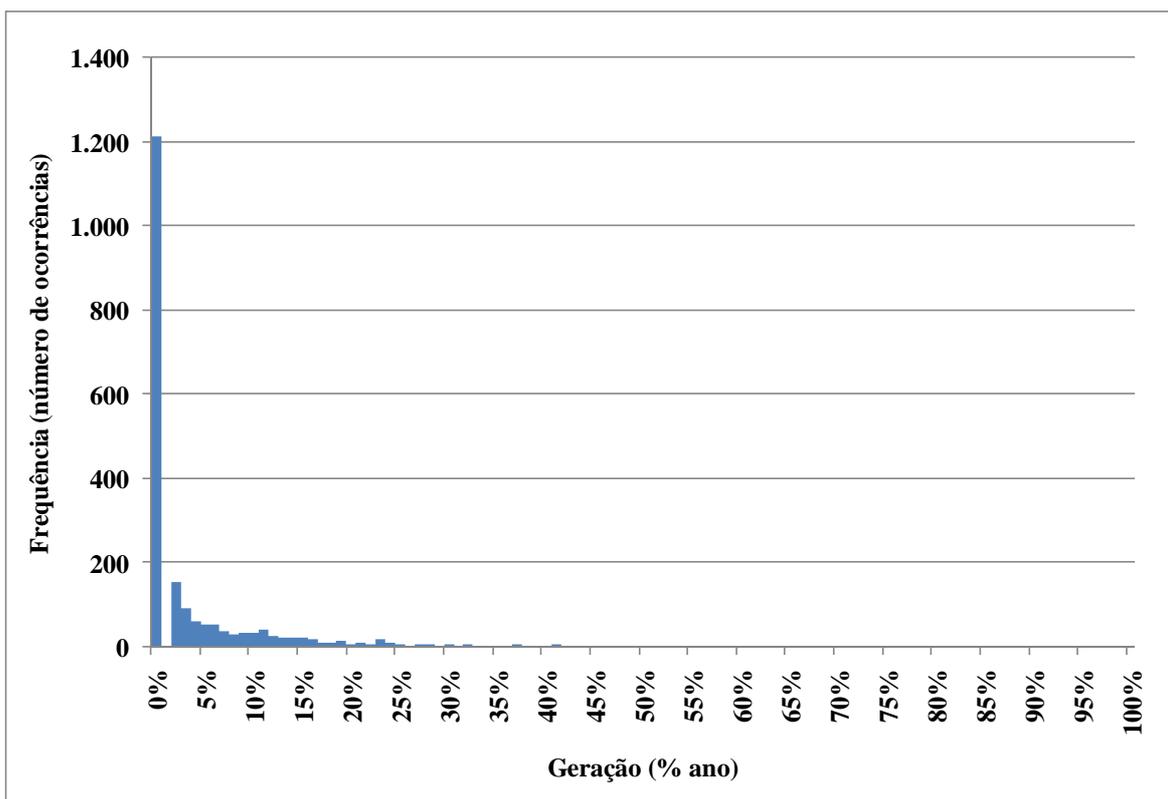


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

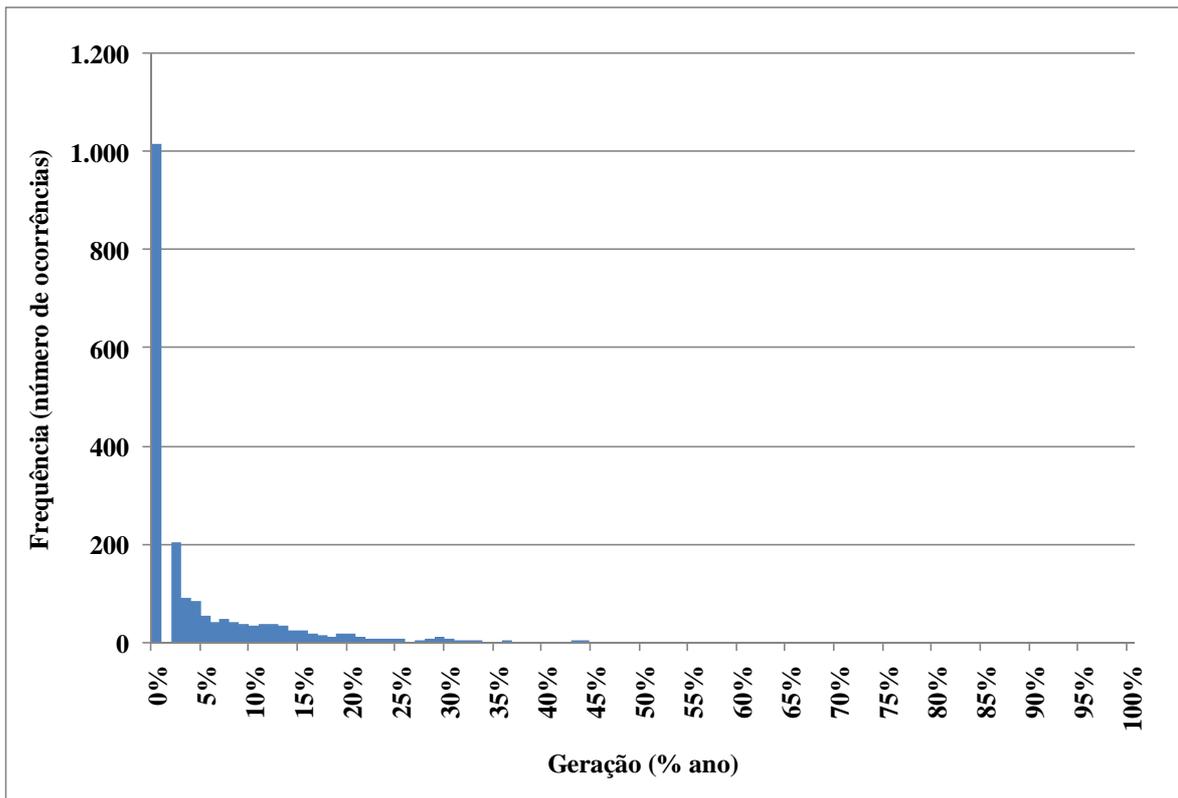


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

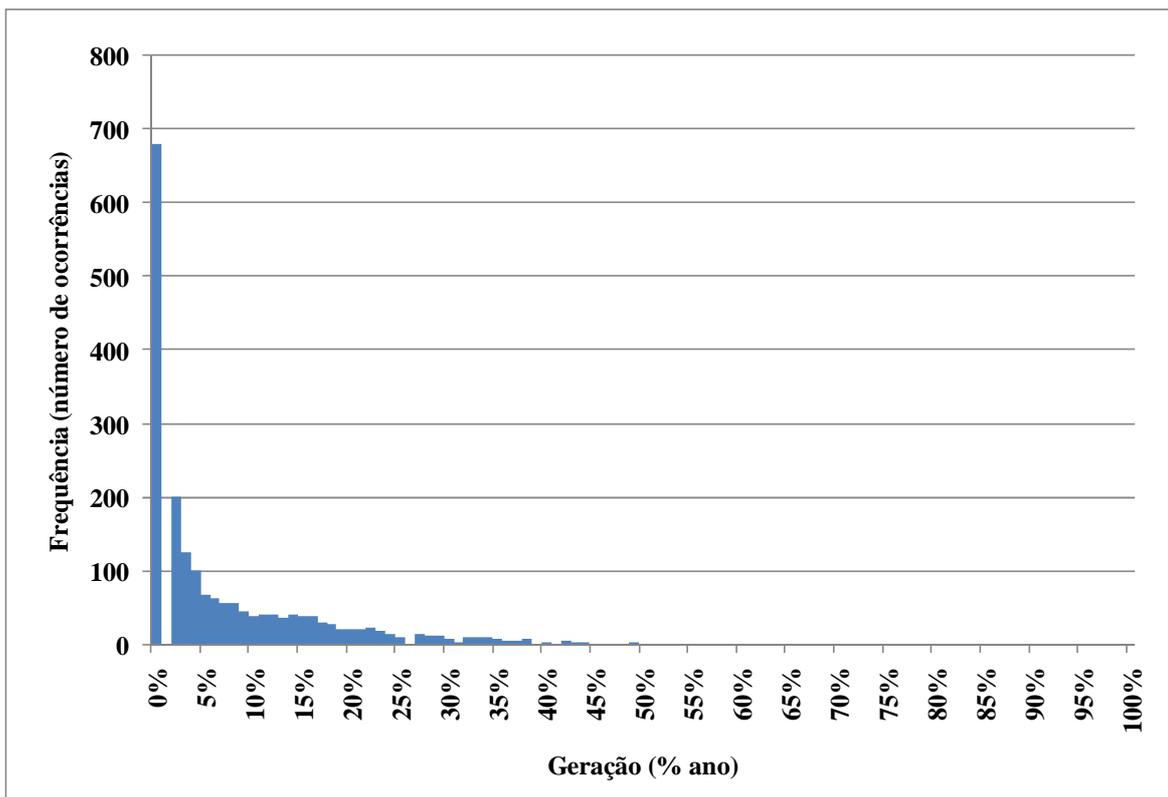


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

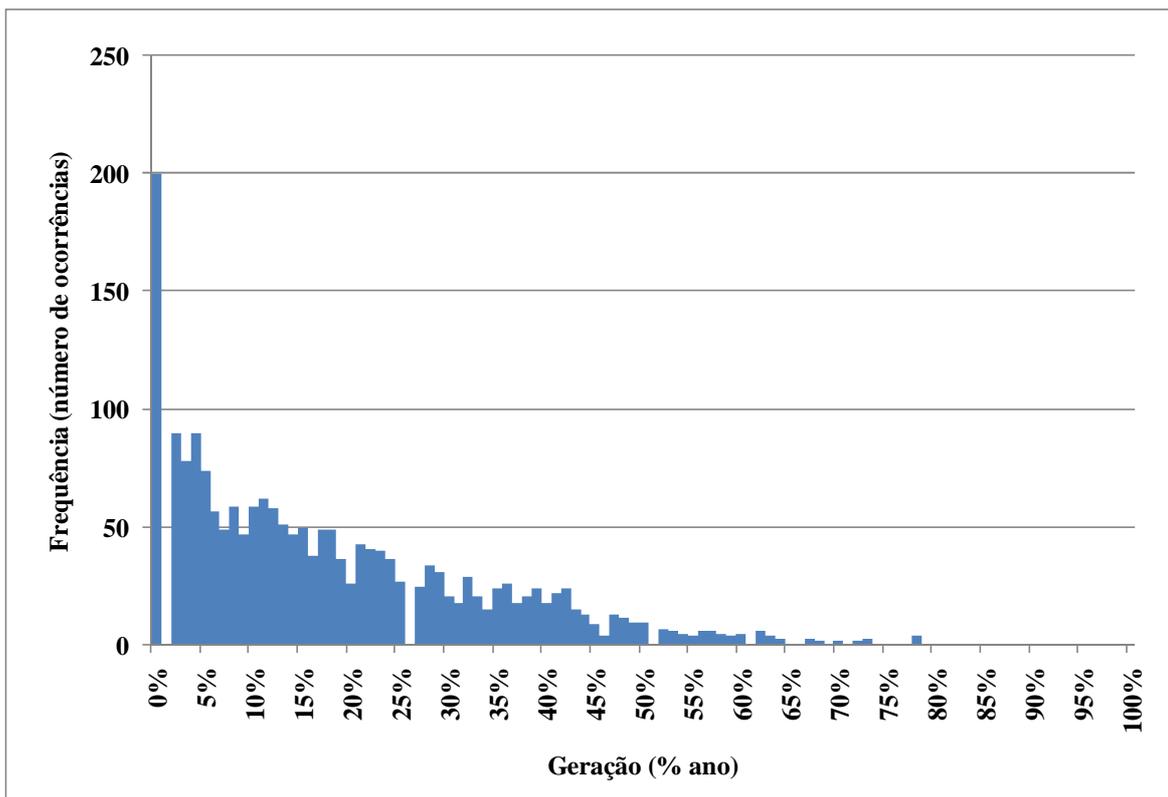


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

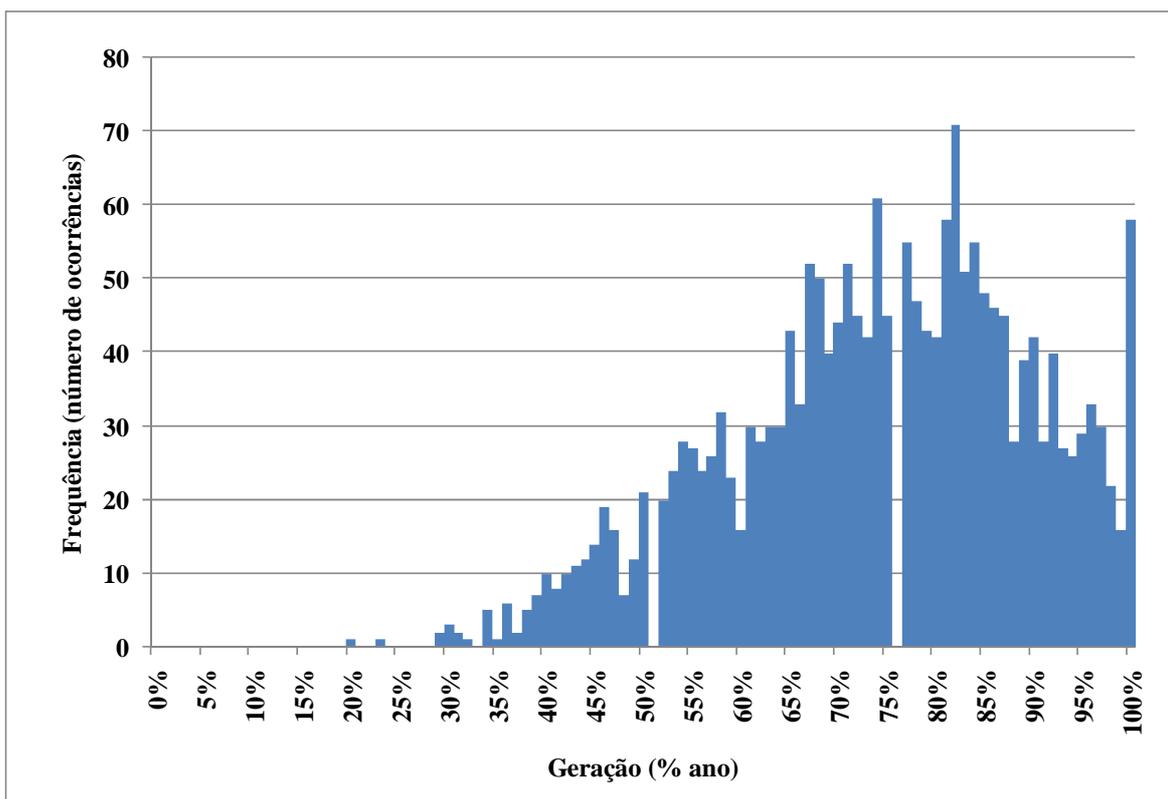


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

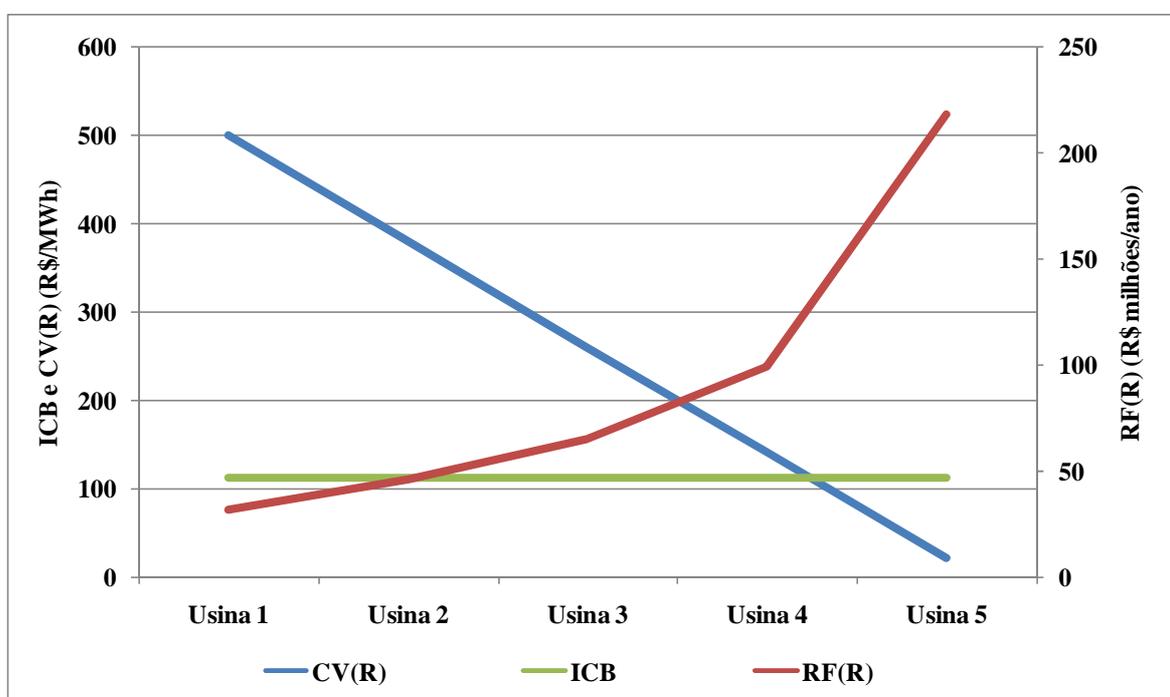


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

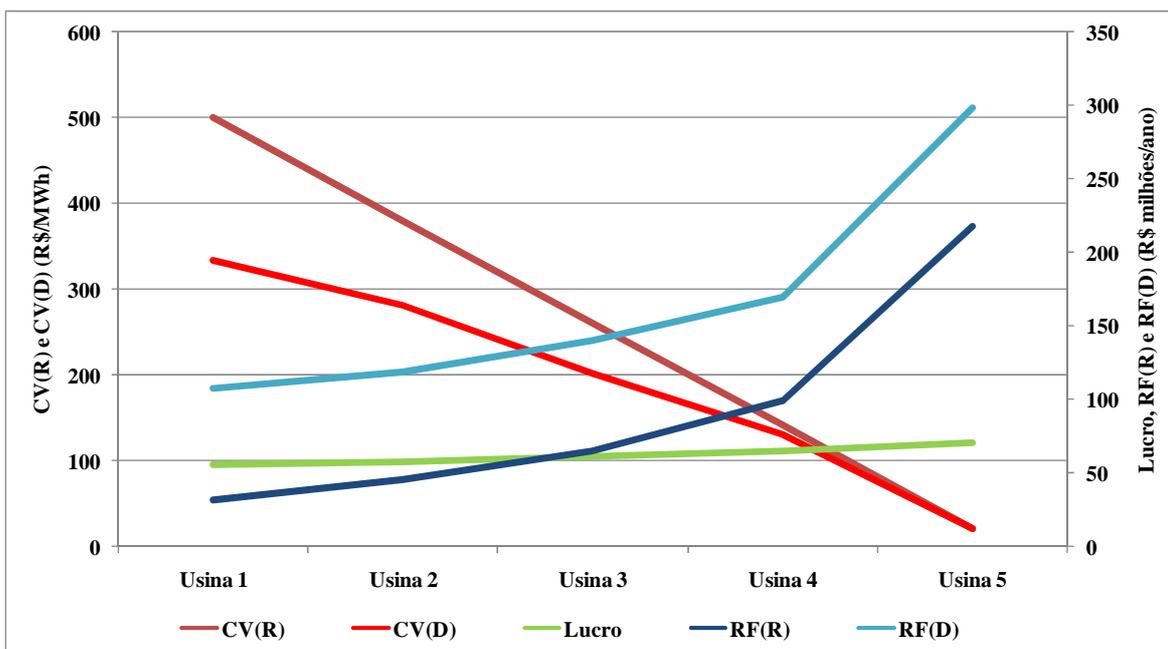


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

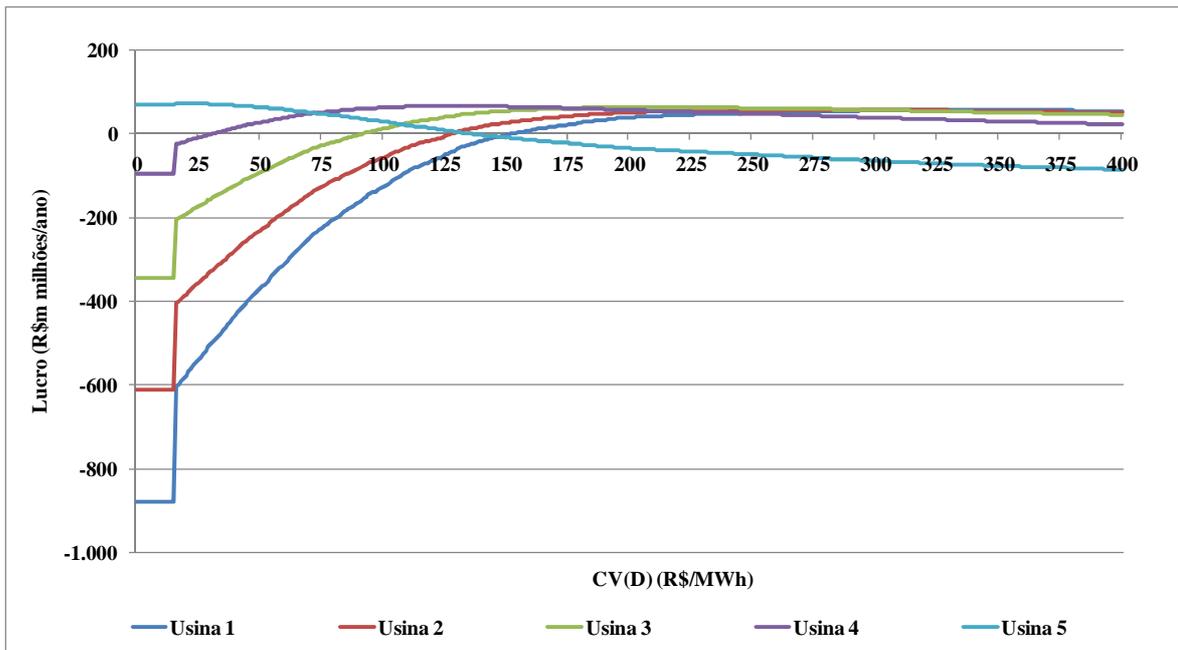


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

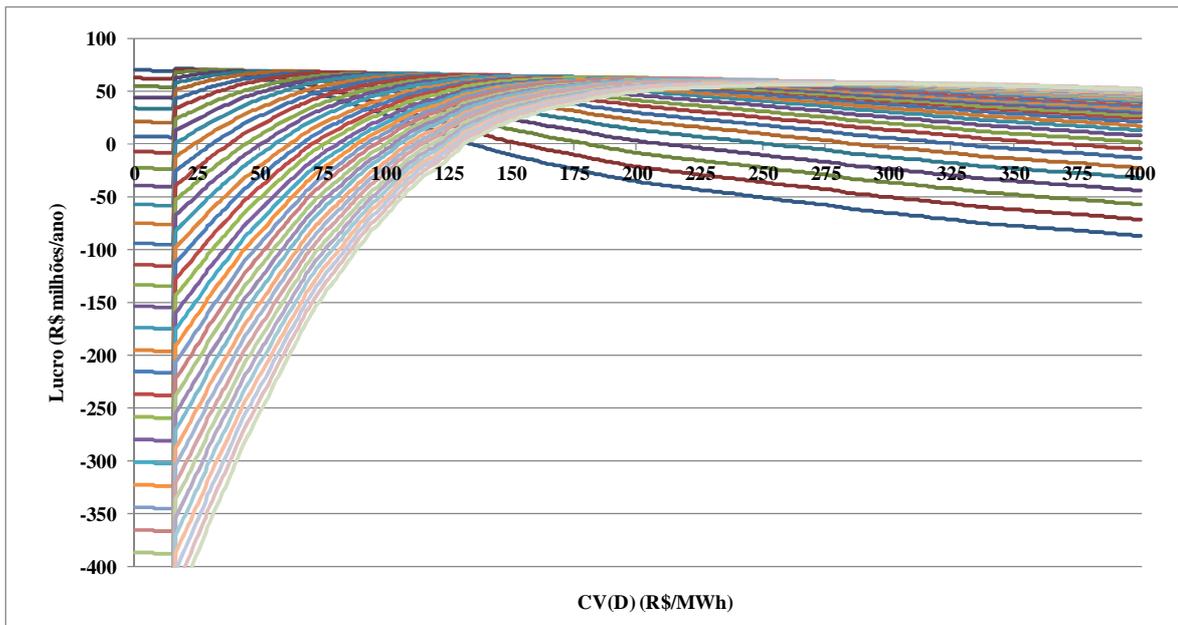


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

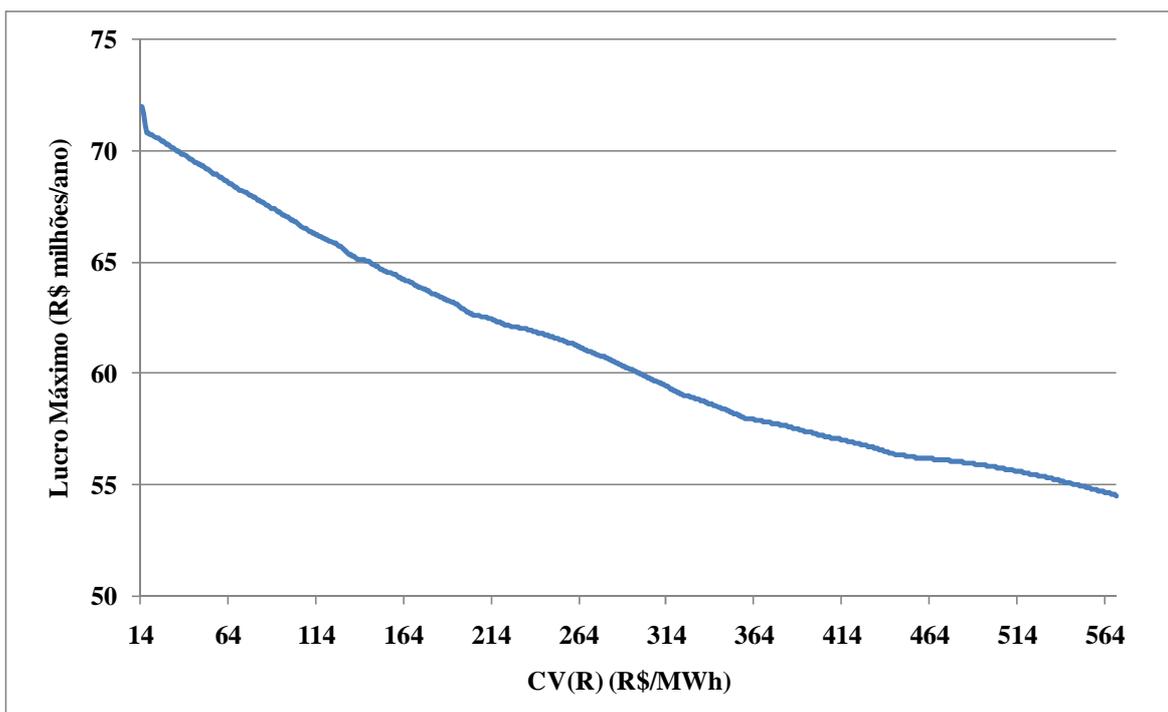


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:

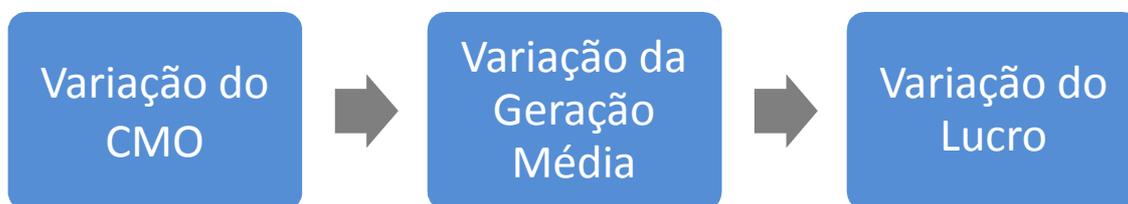


Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

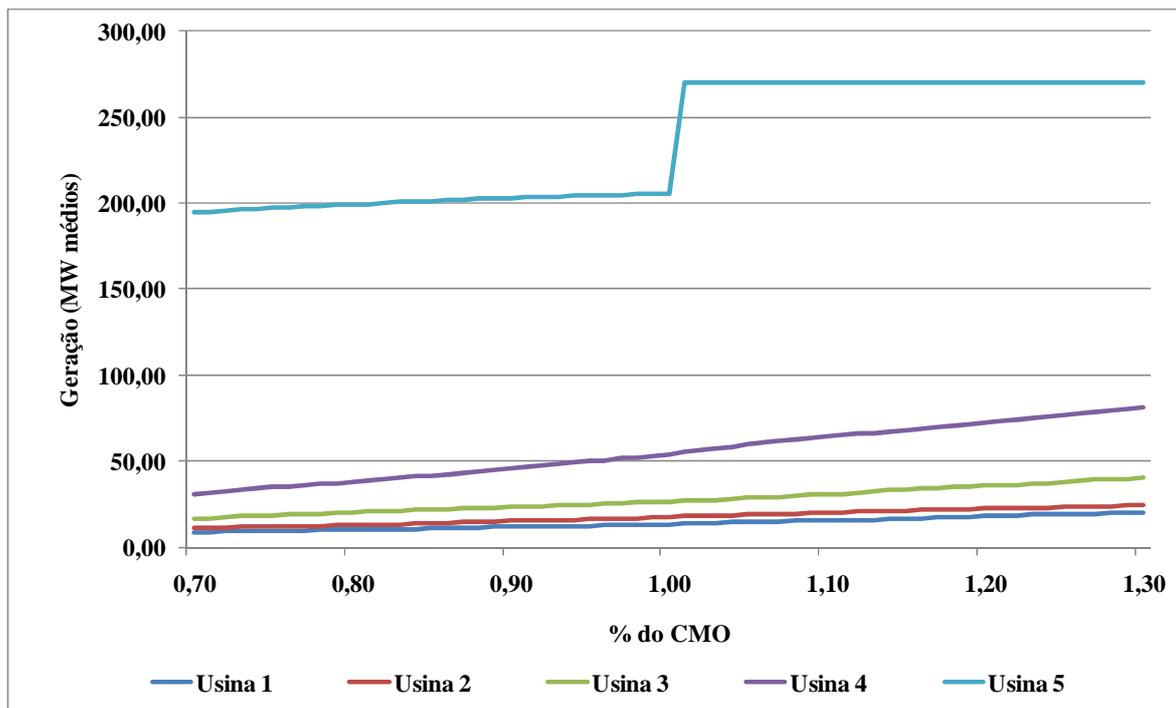


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

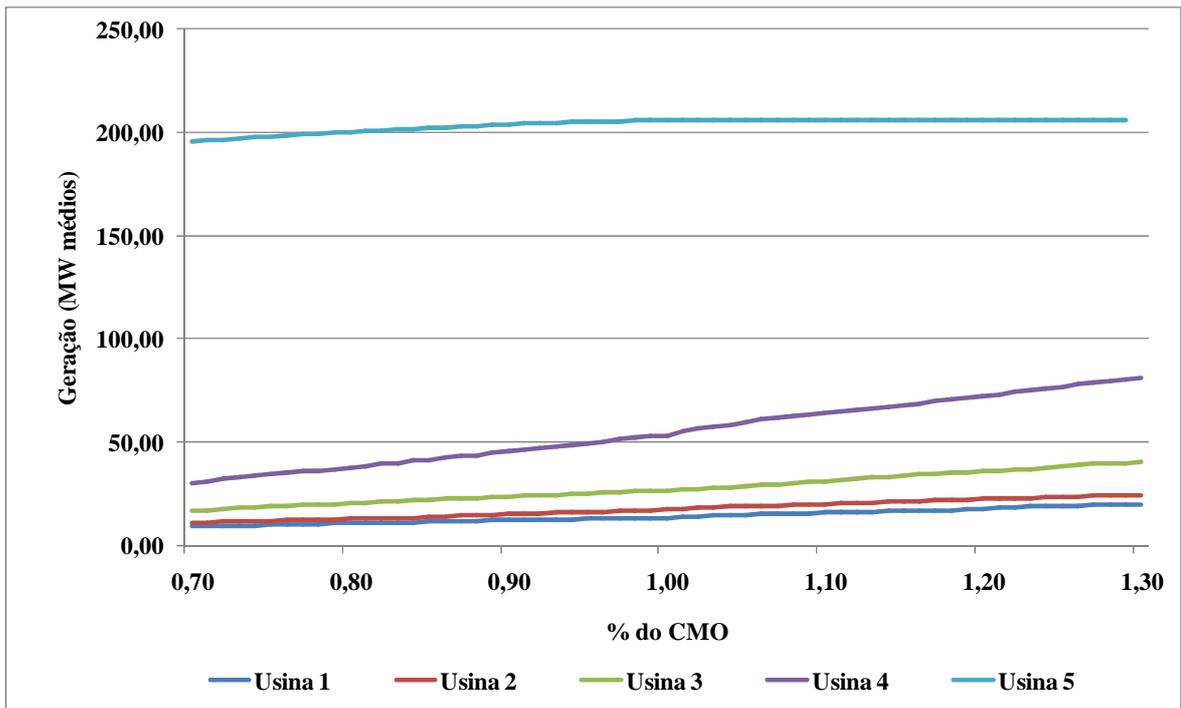


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

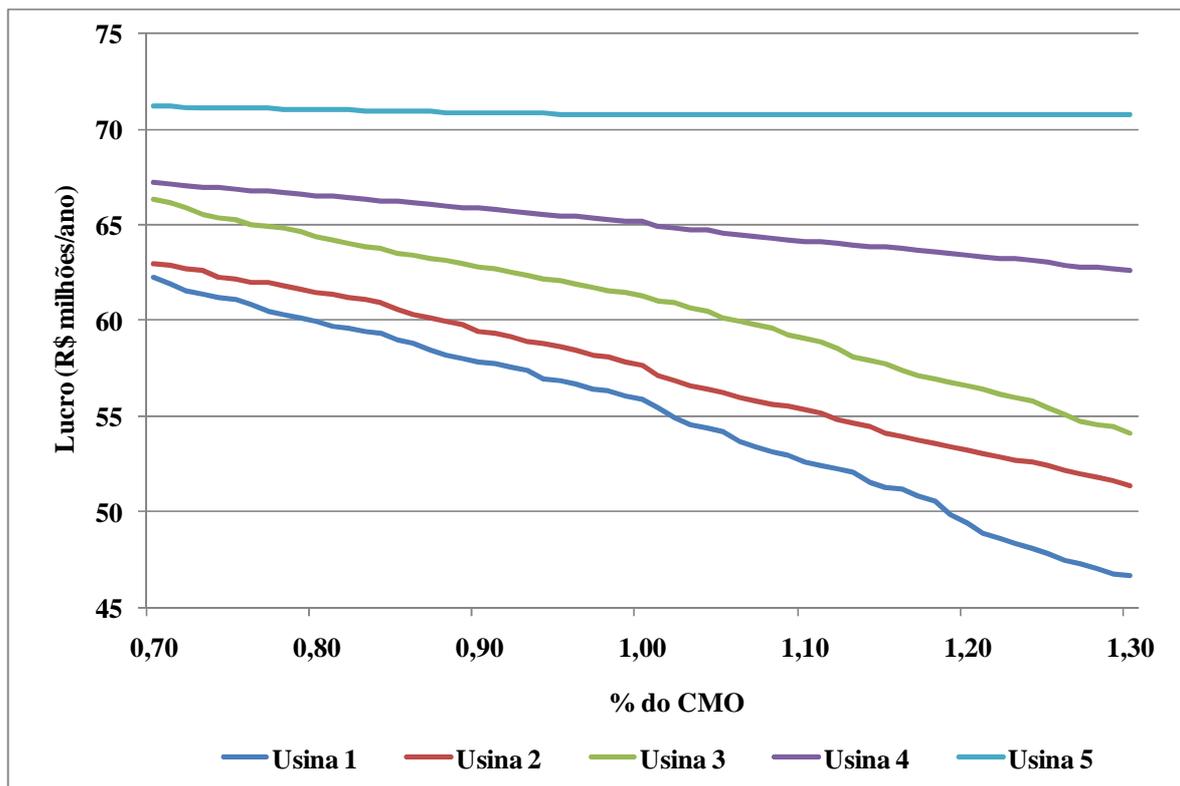


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

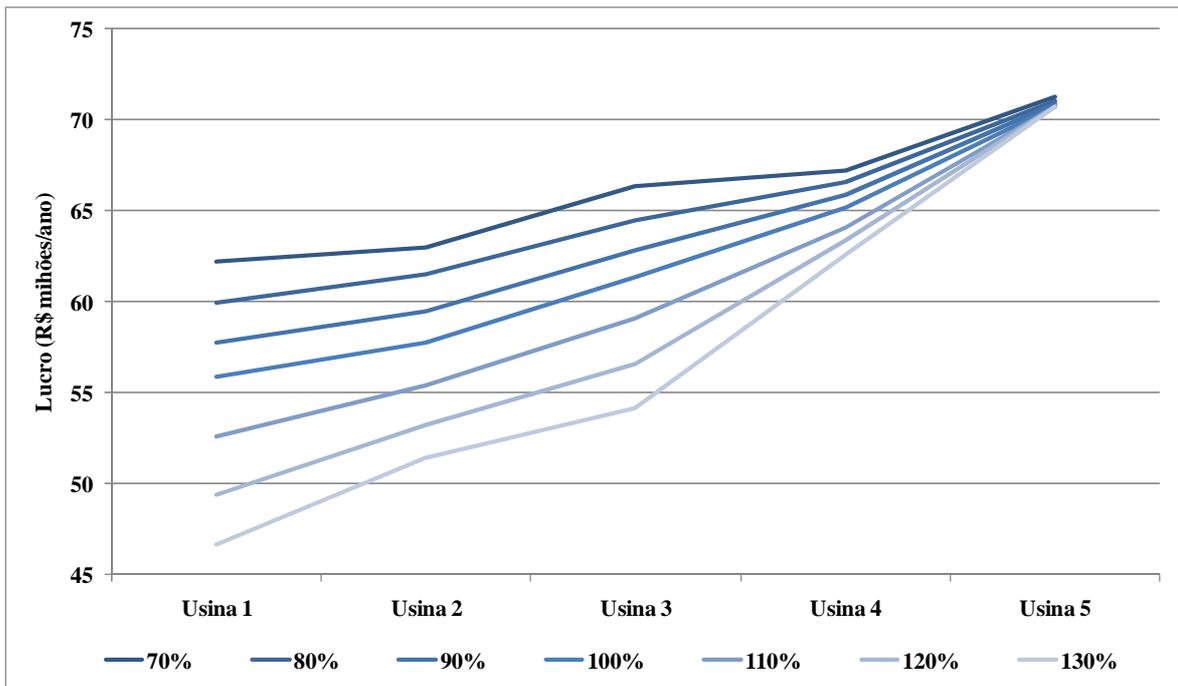


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

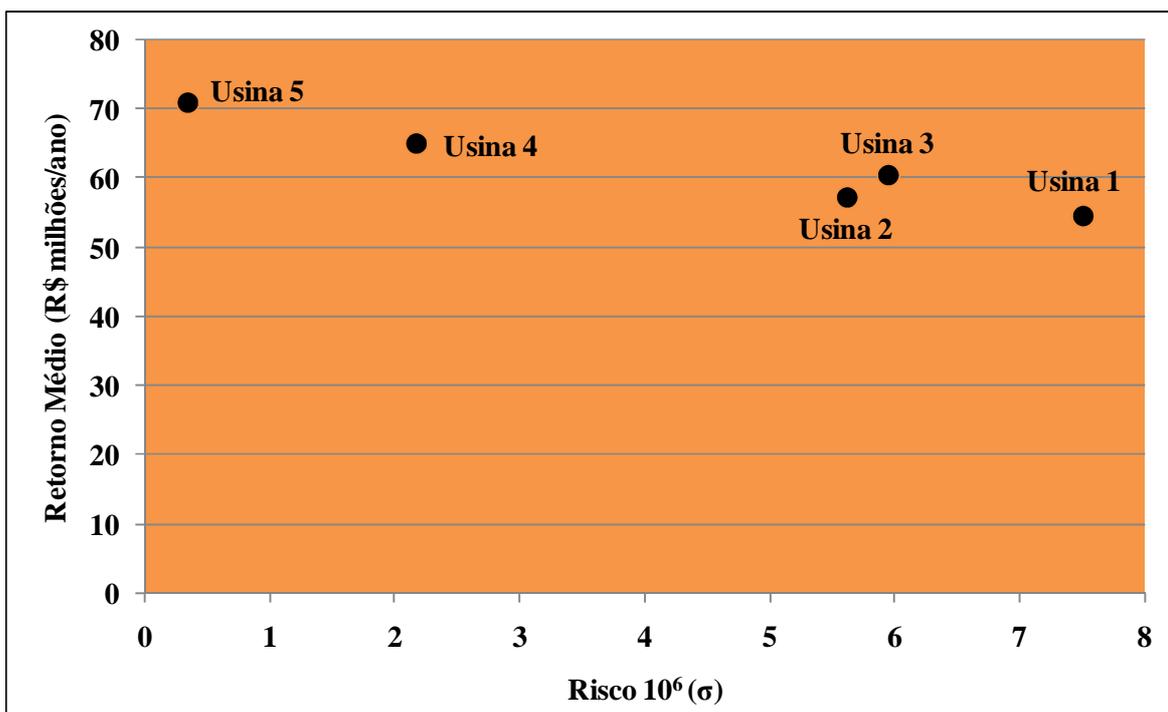


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

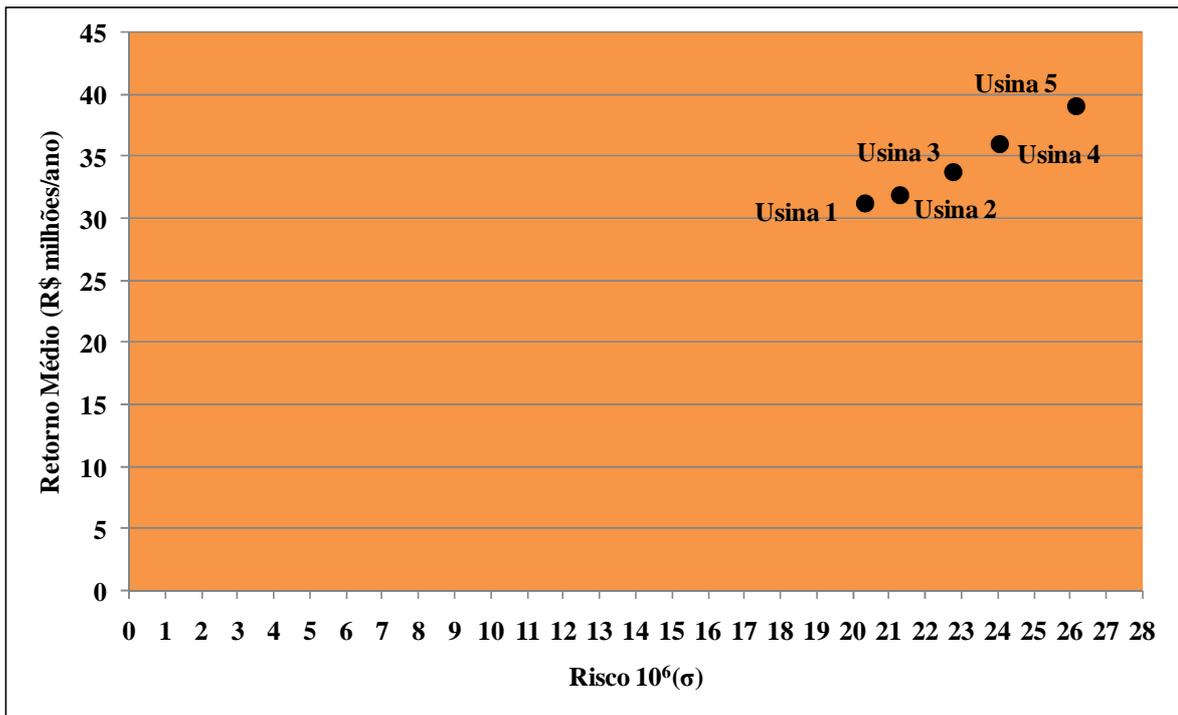


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

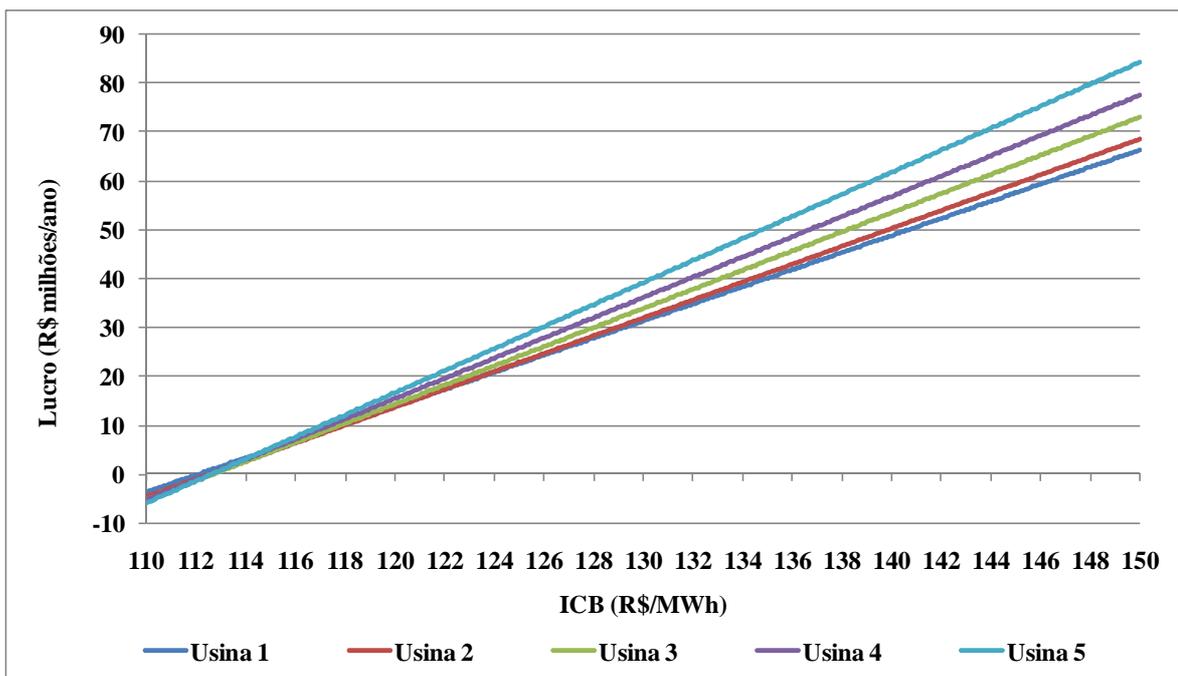


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

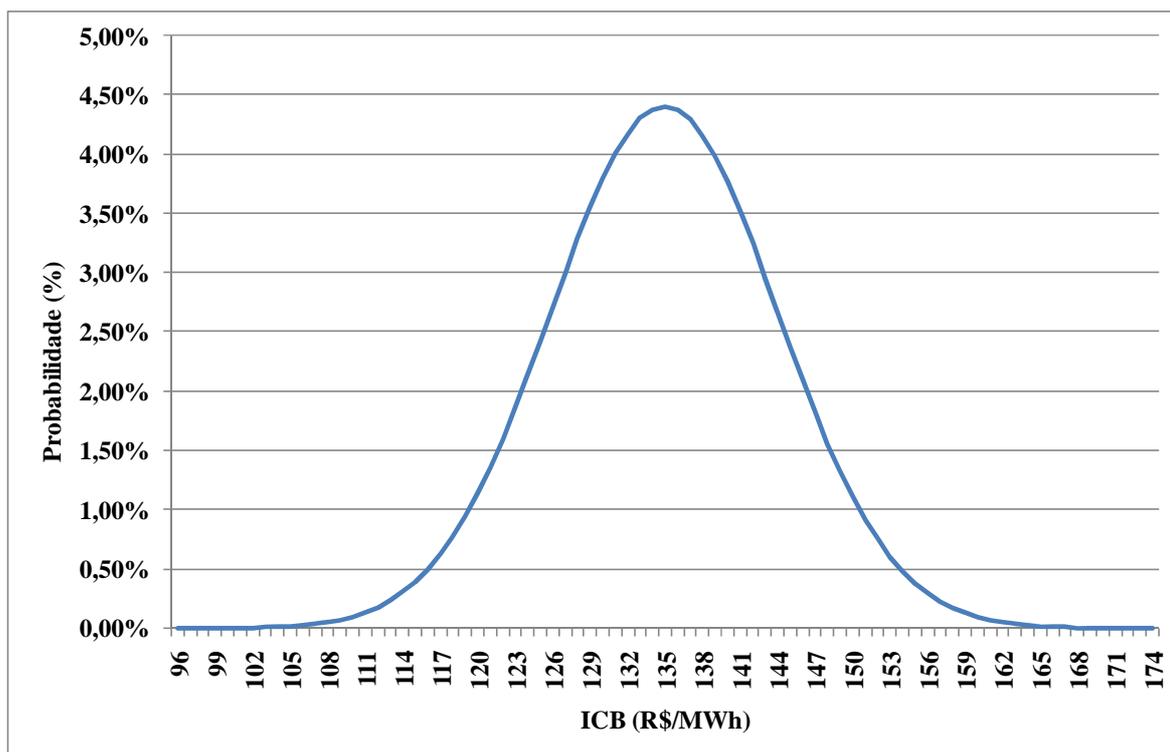


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

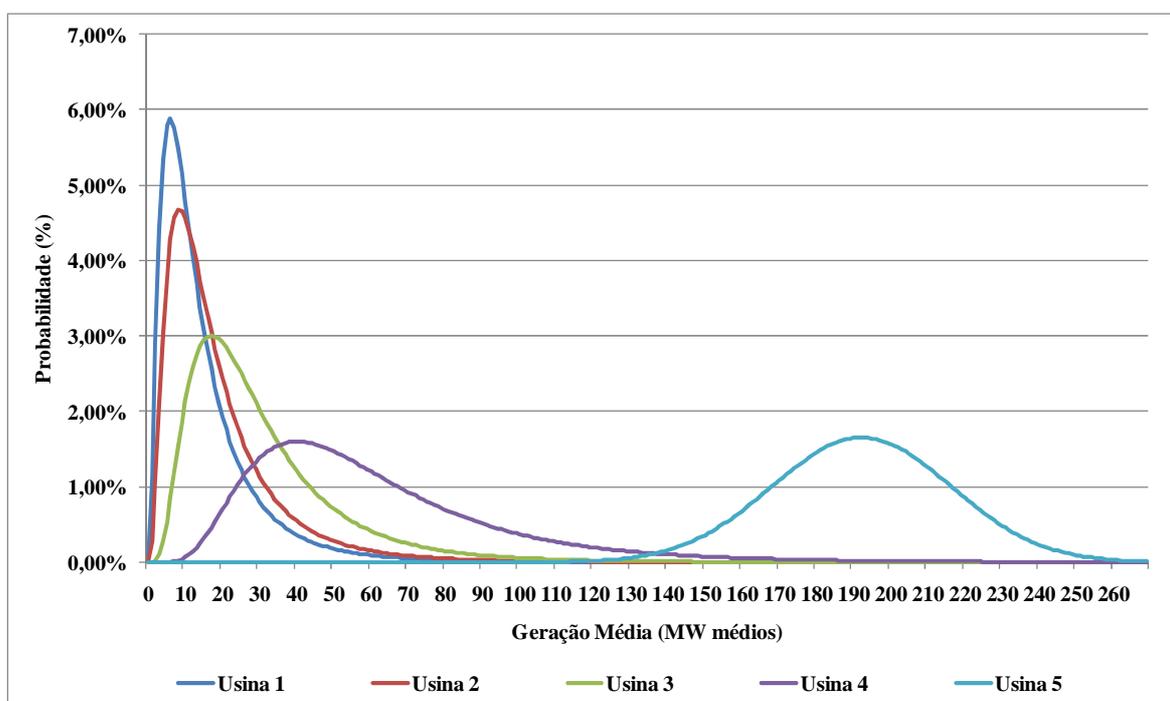


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

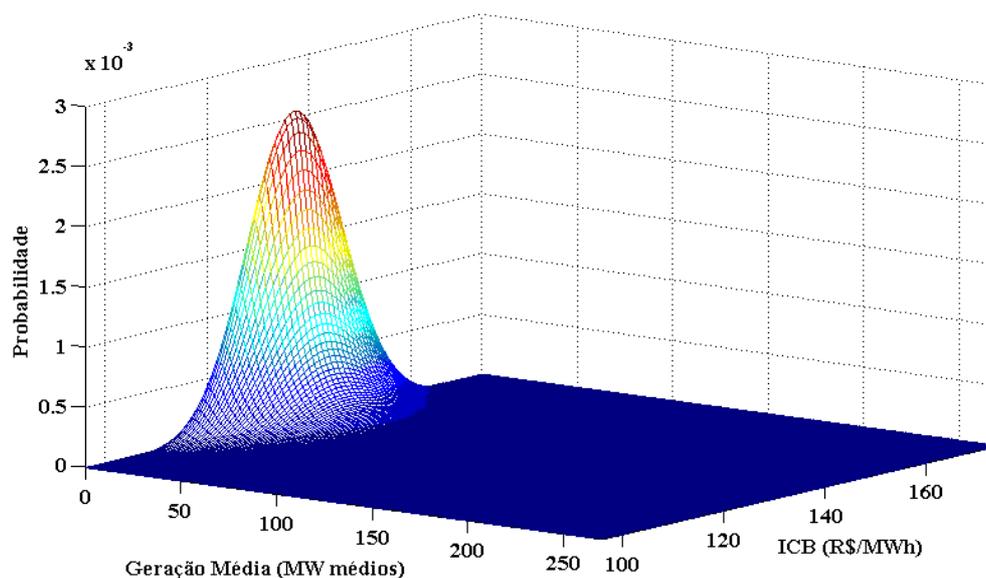


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

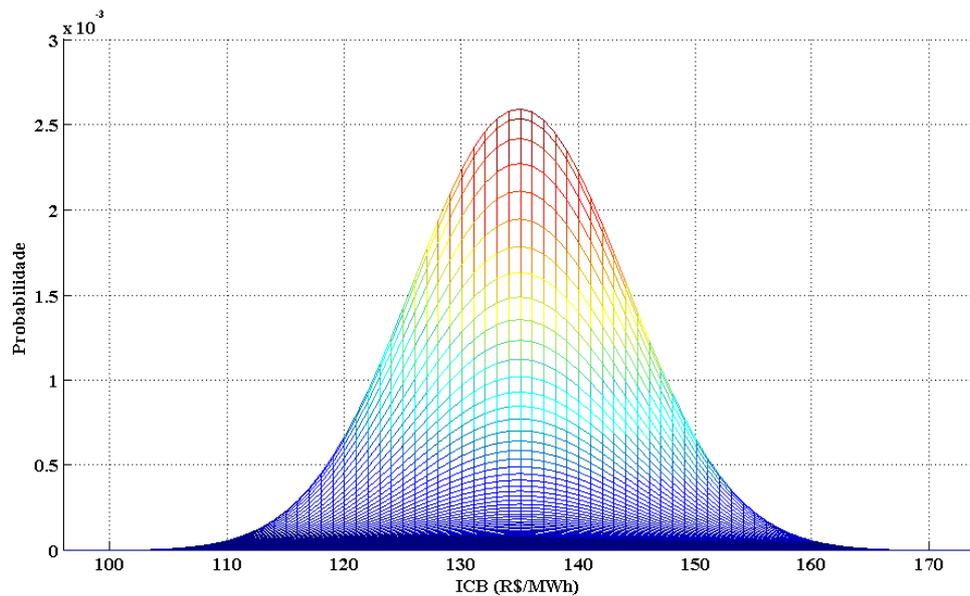


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

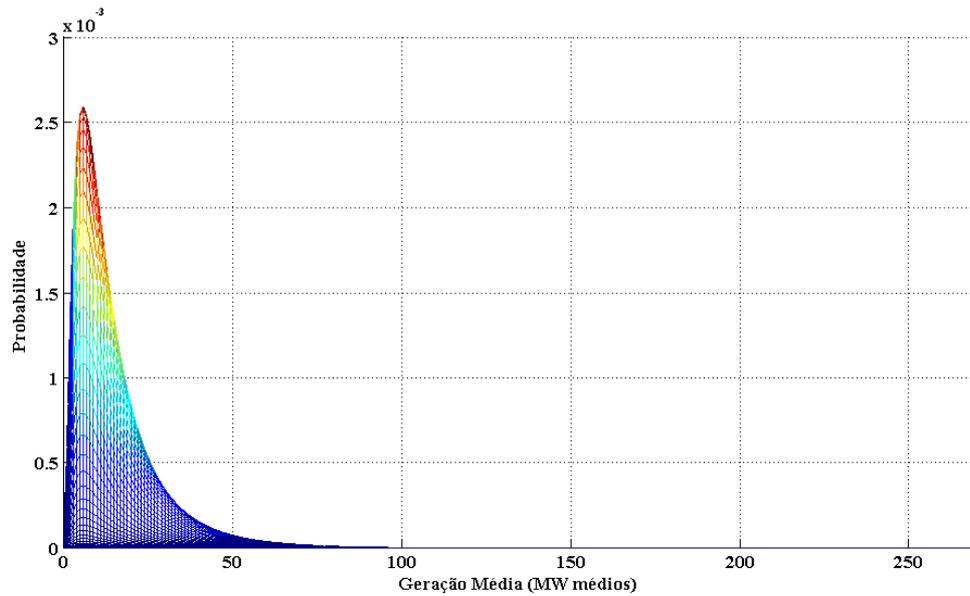


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

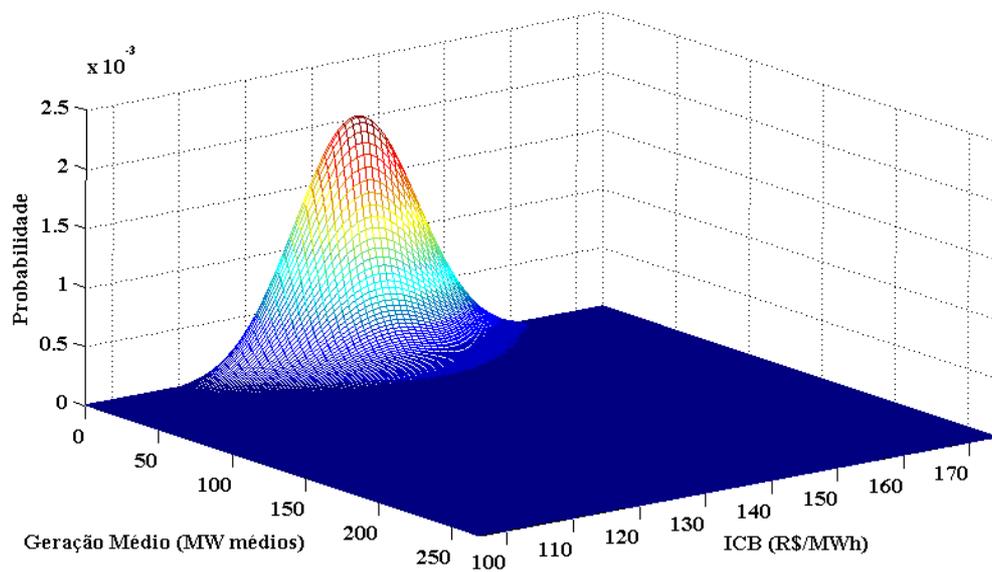


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

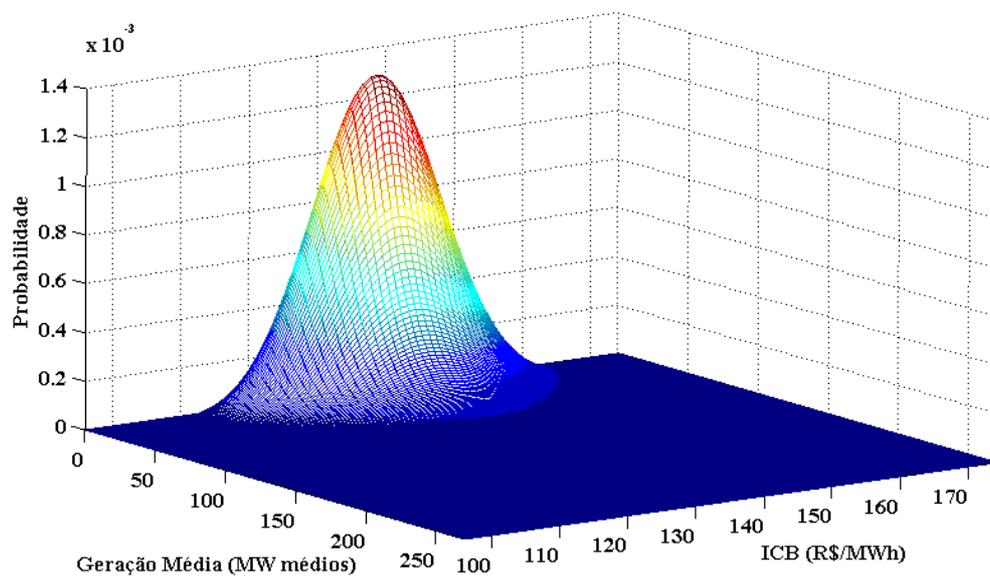


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

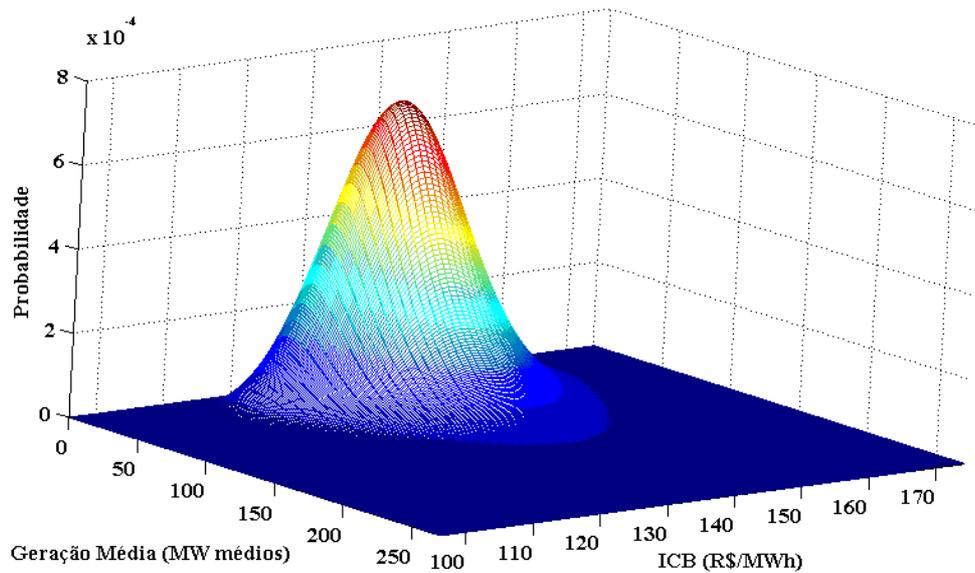


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

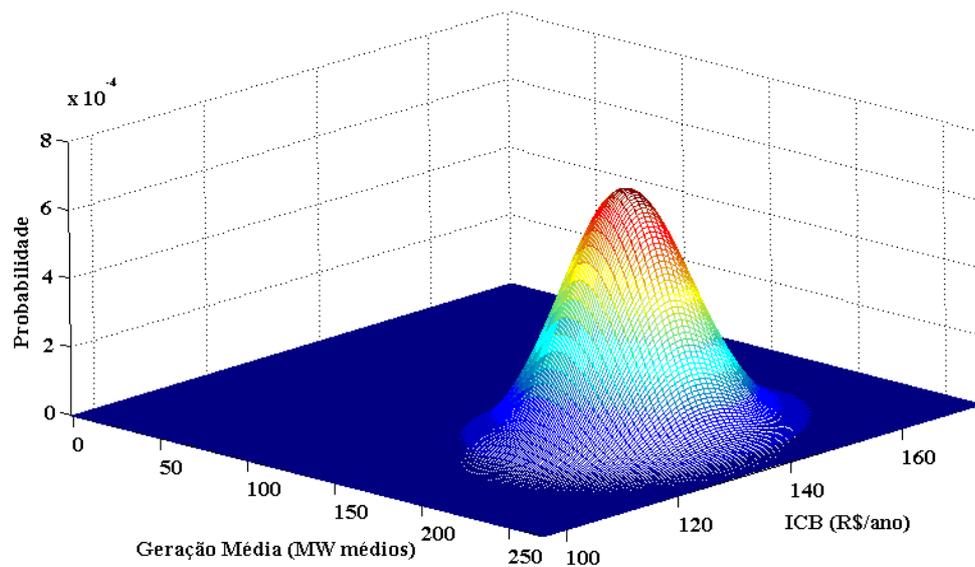


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

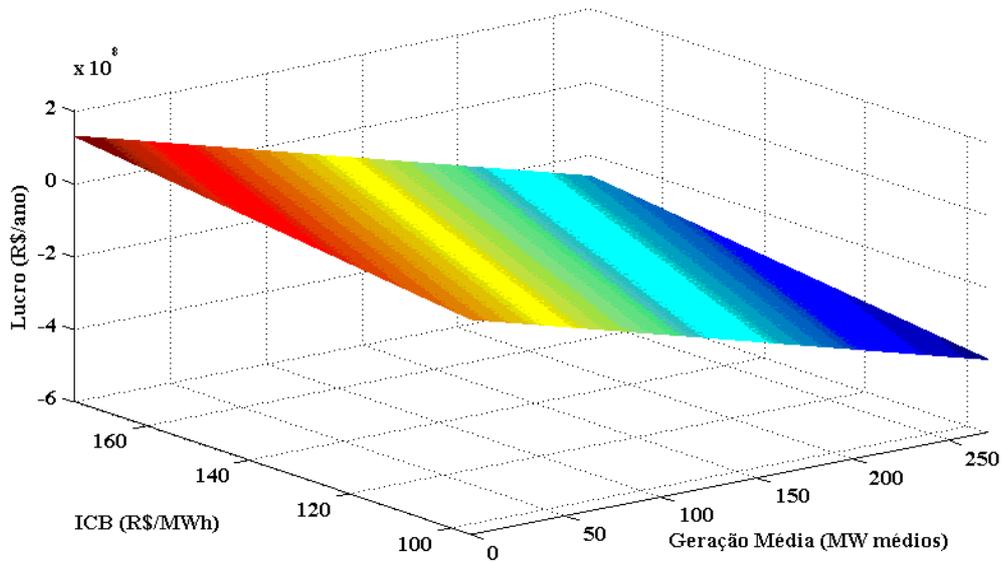


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

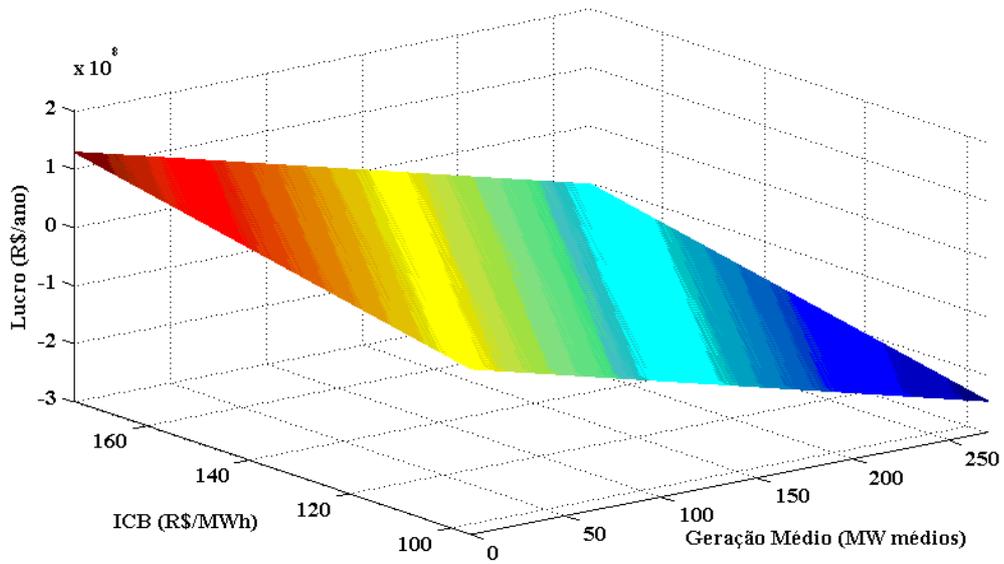


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

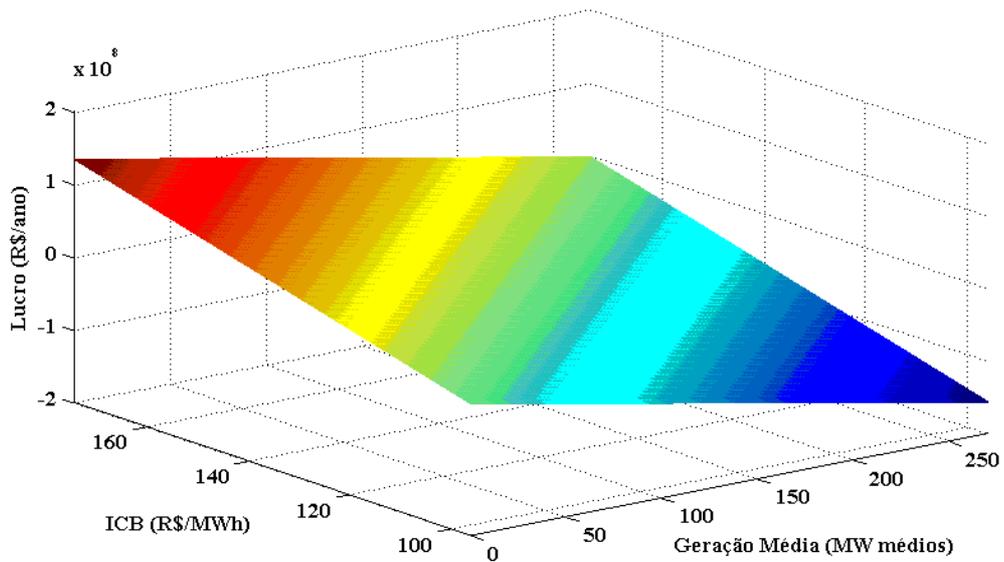


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

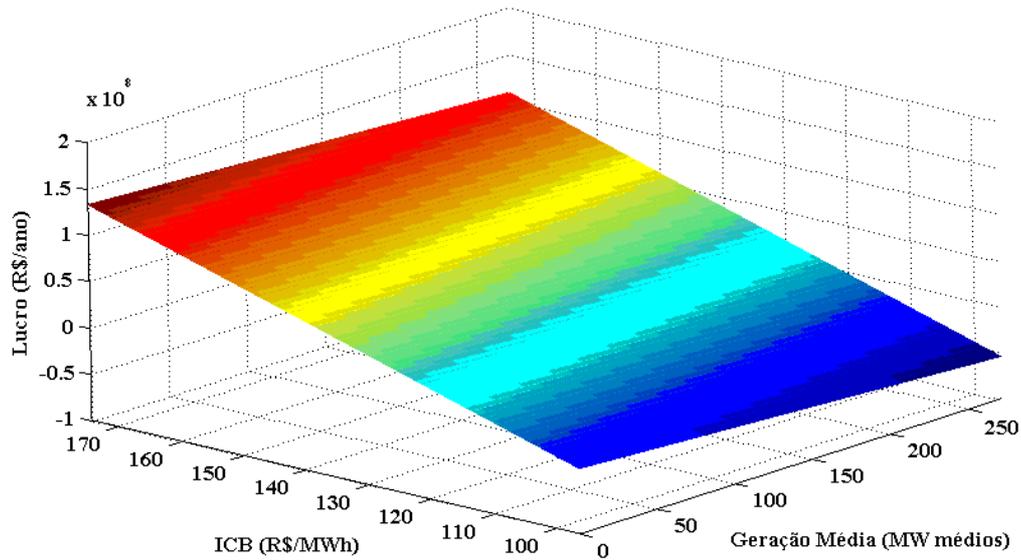


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos às variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

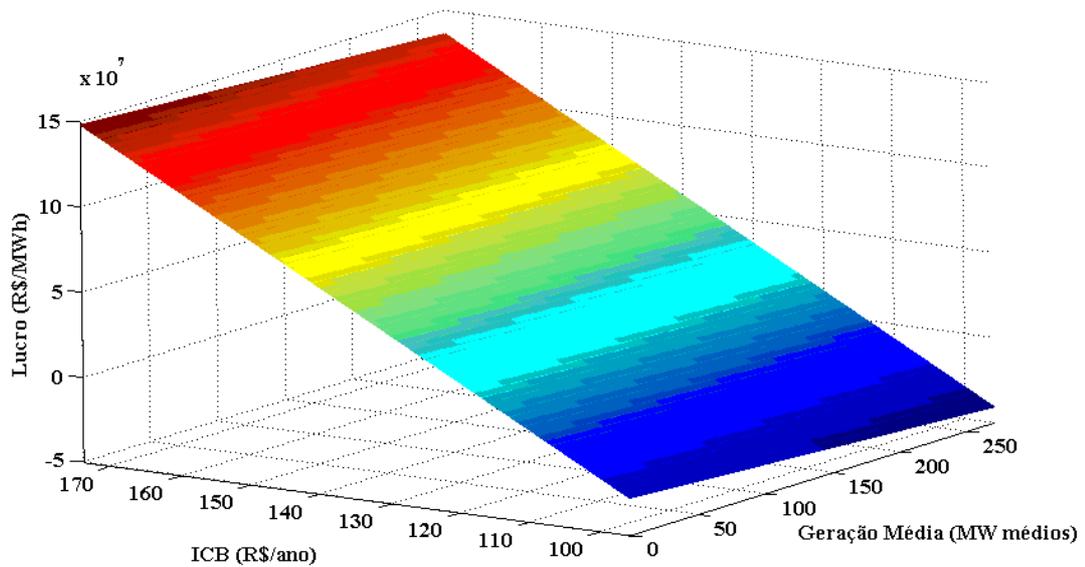


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

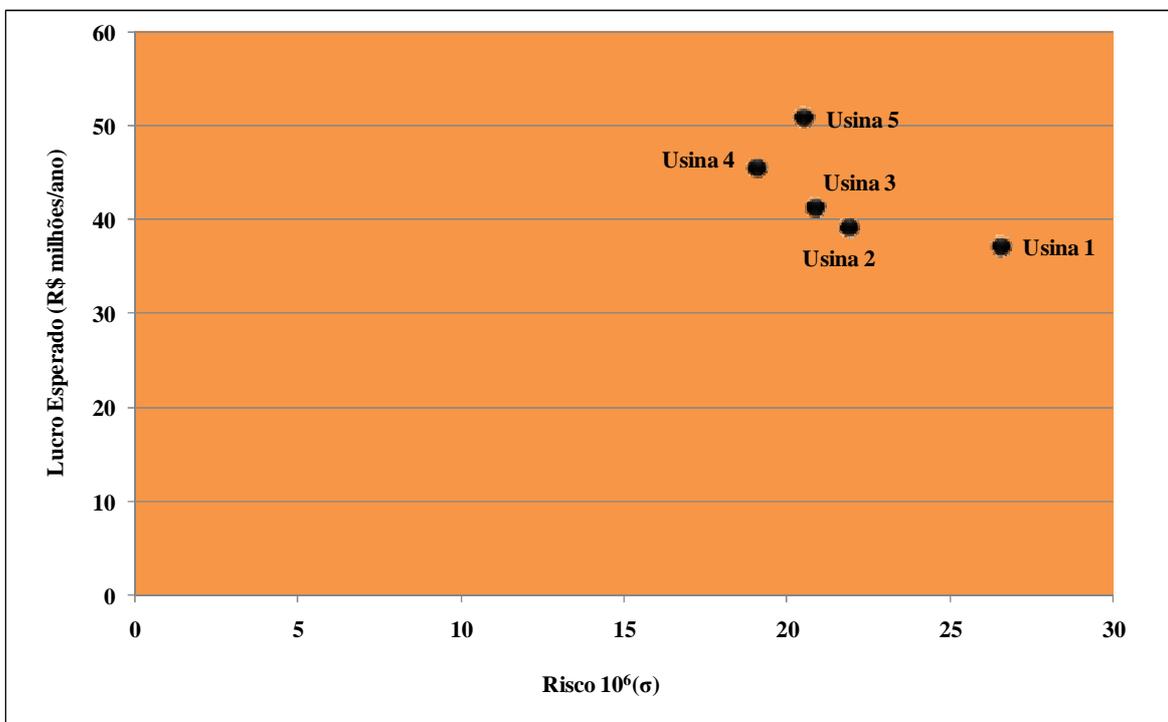


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

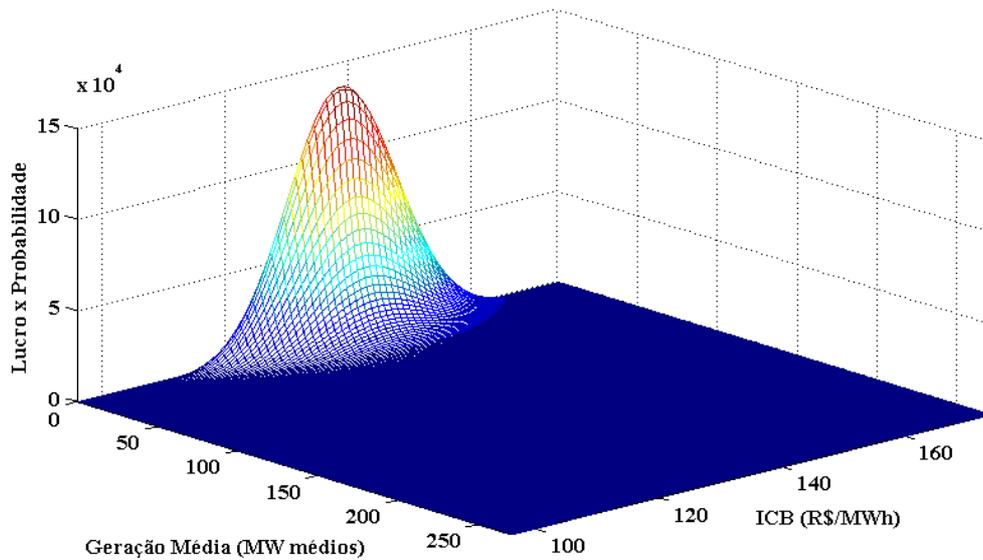
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

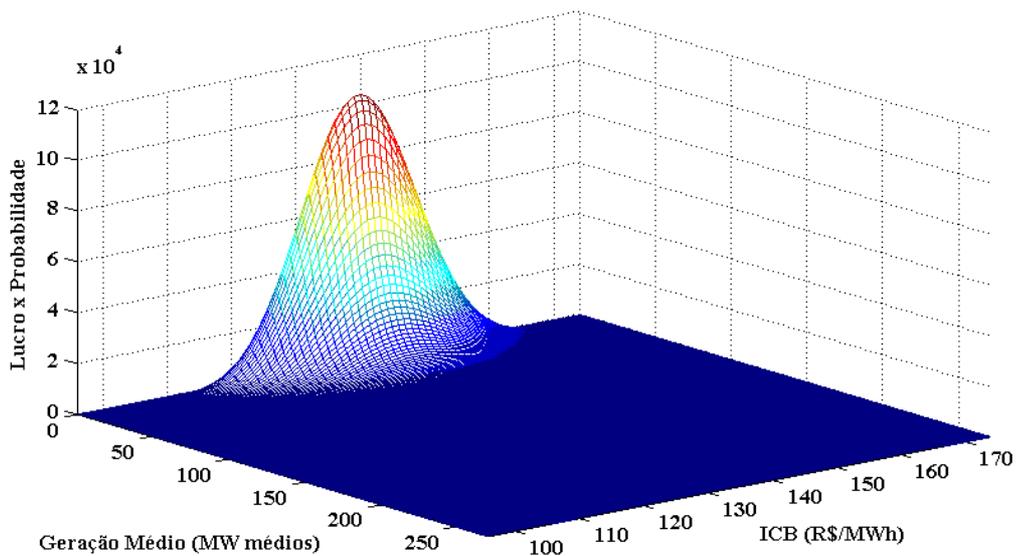
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

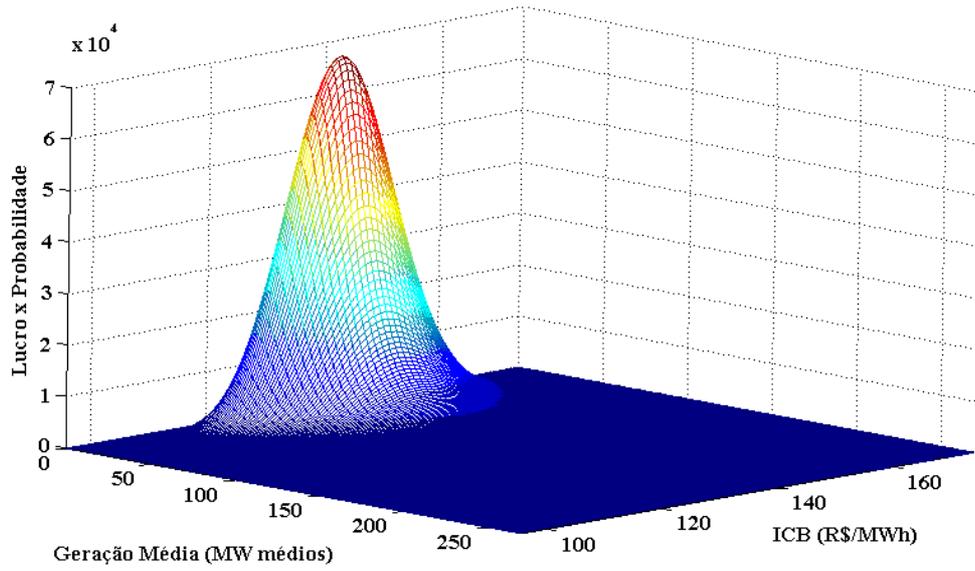
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



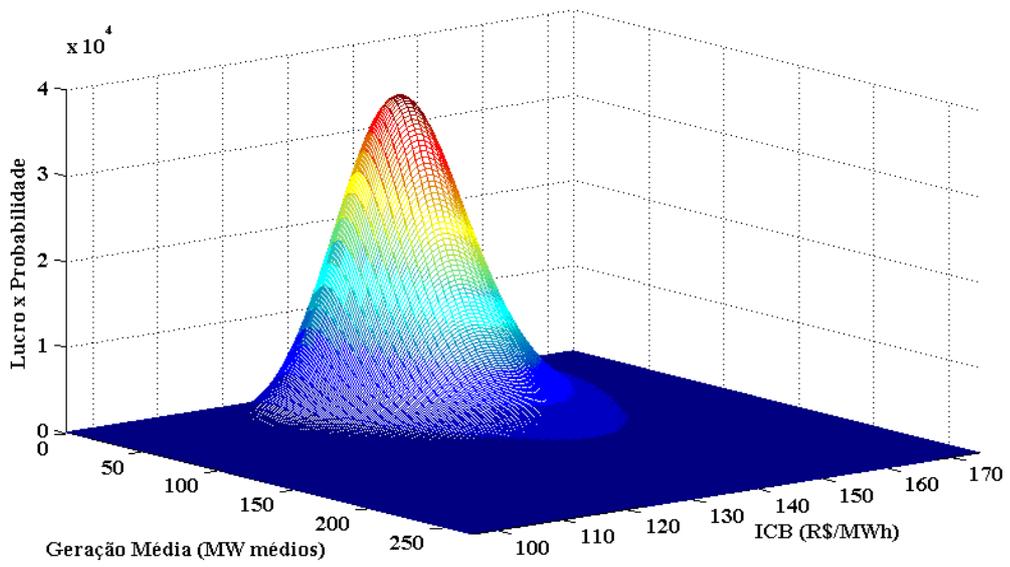
Probabilidade X Lucro para Usina 1



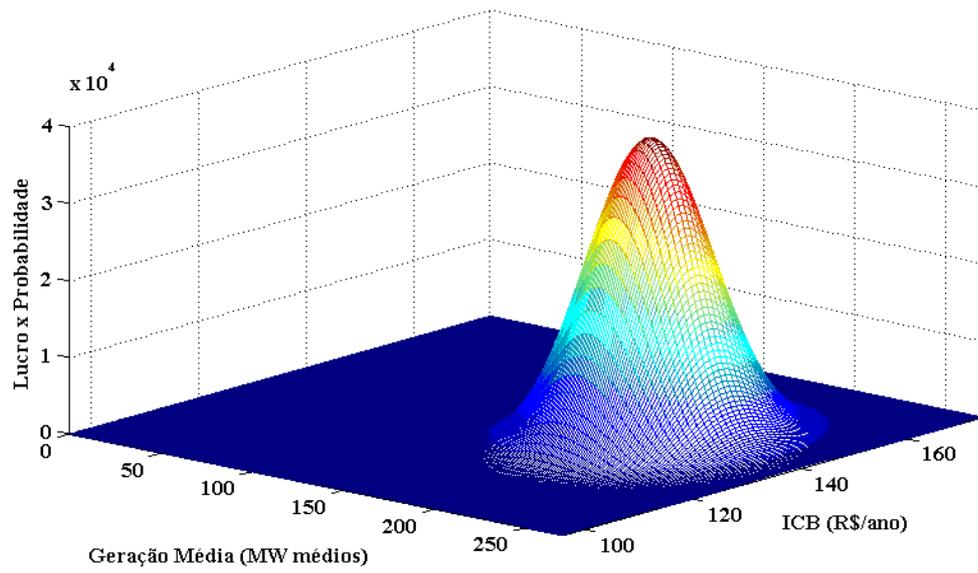
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico.....	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas.....	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova.....	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU.....	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU.....	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU.....	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB.....	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh.....	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh.....	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh.....	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh.....	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh.....	55
Figura 6.6 – Custos e ICB.....	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R).....	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO.....	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO.....	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO.....	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO.....	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETRORÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

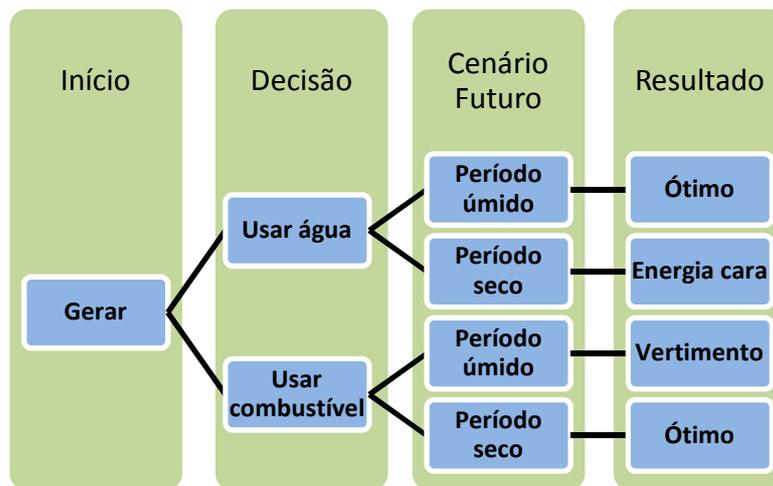


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será reposta nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$\text{Garantia Física} = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times \text{CVU}) \times \text{Disp} \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

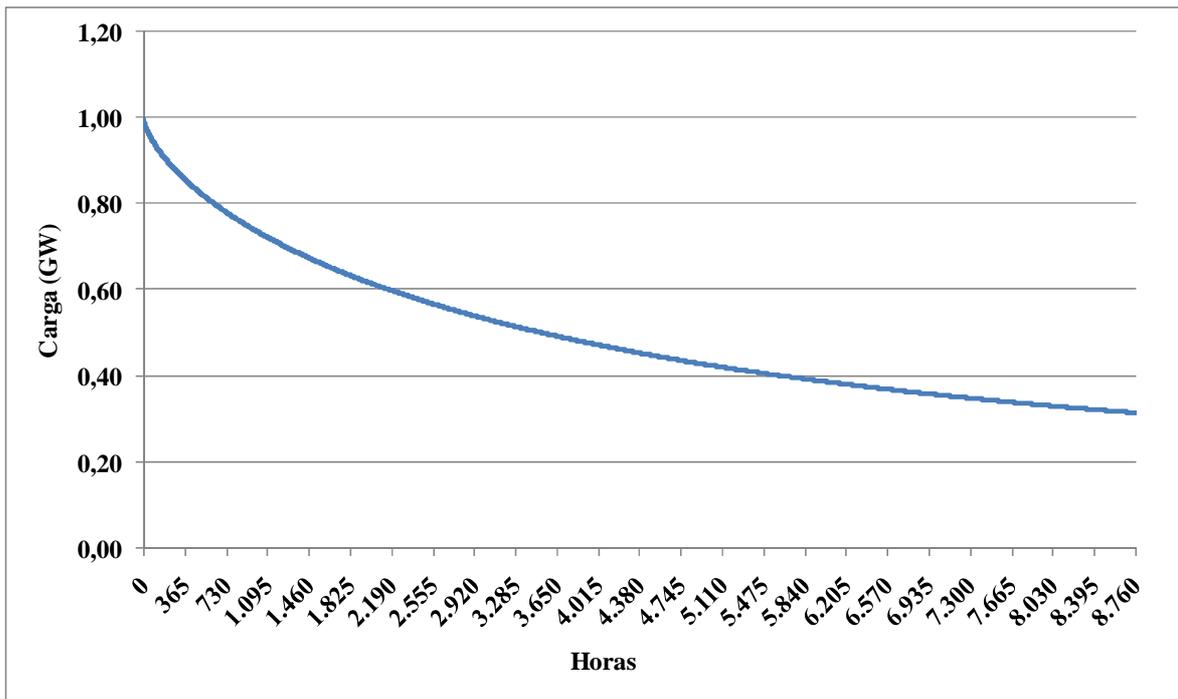


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

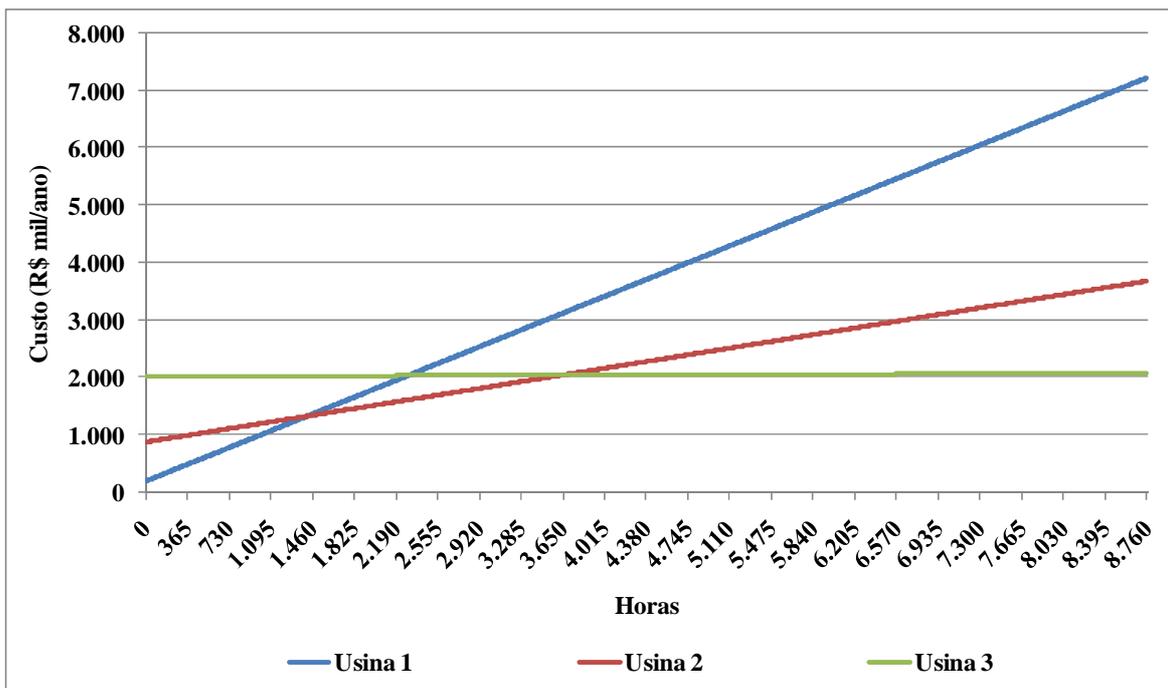


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

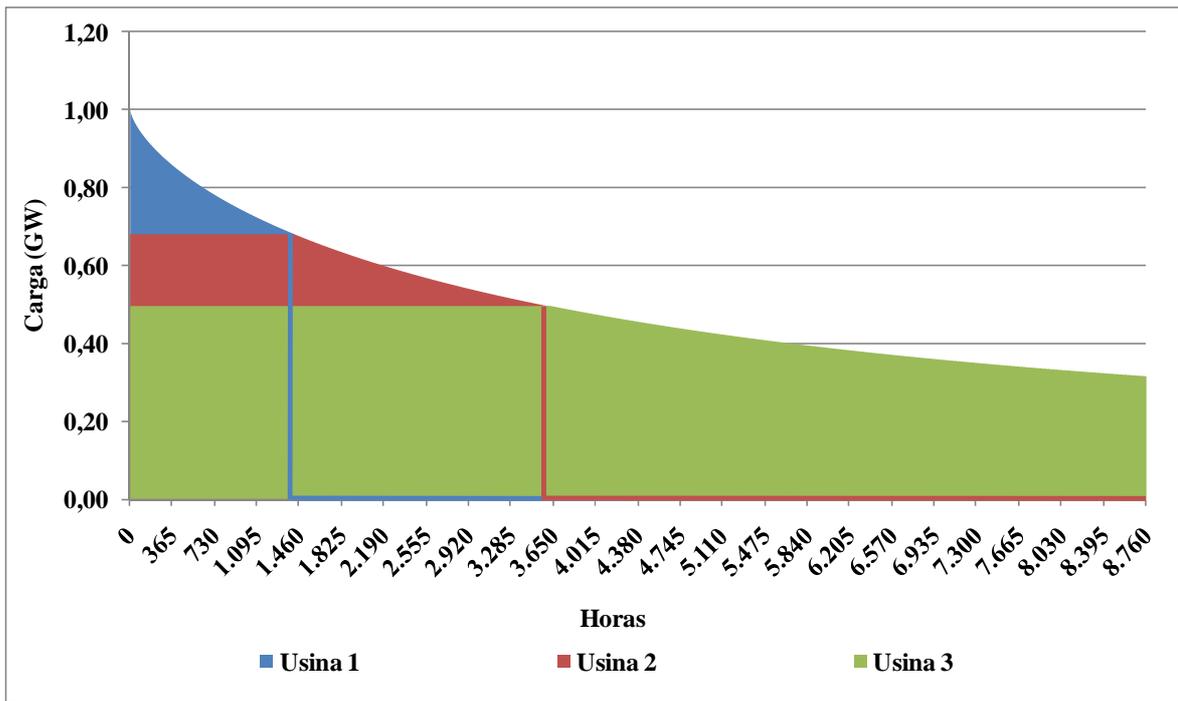


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

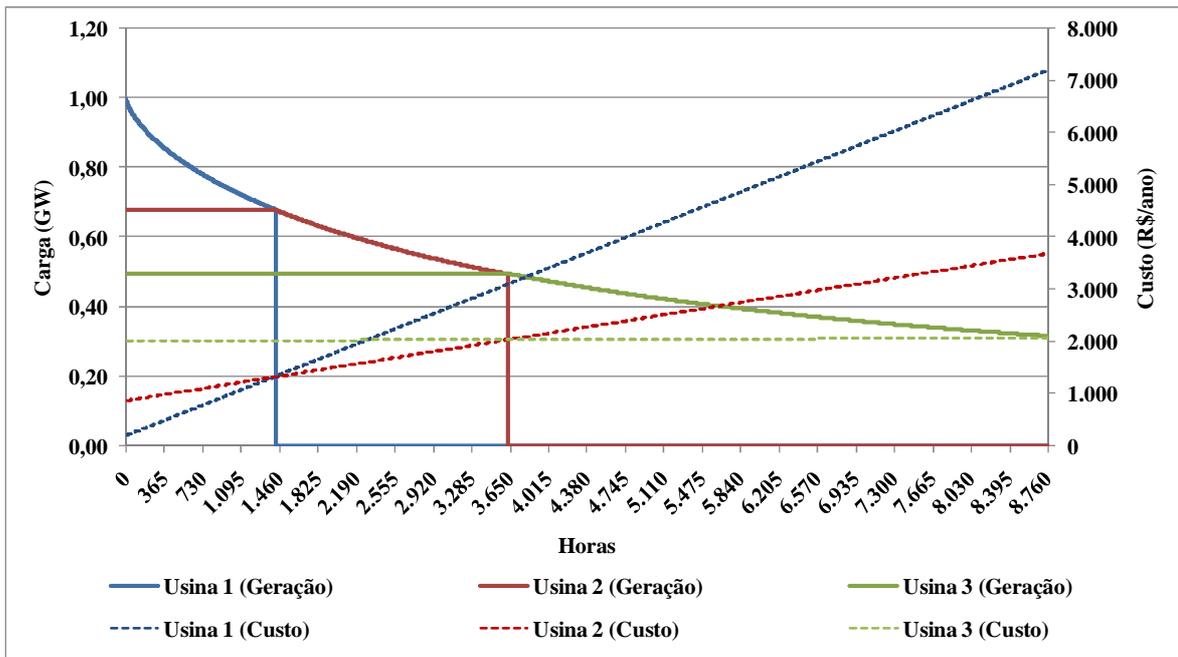


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

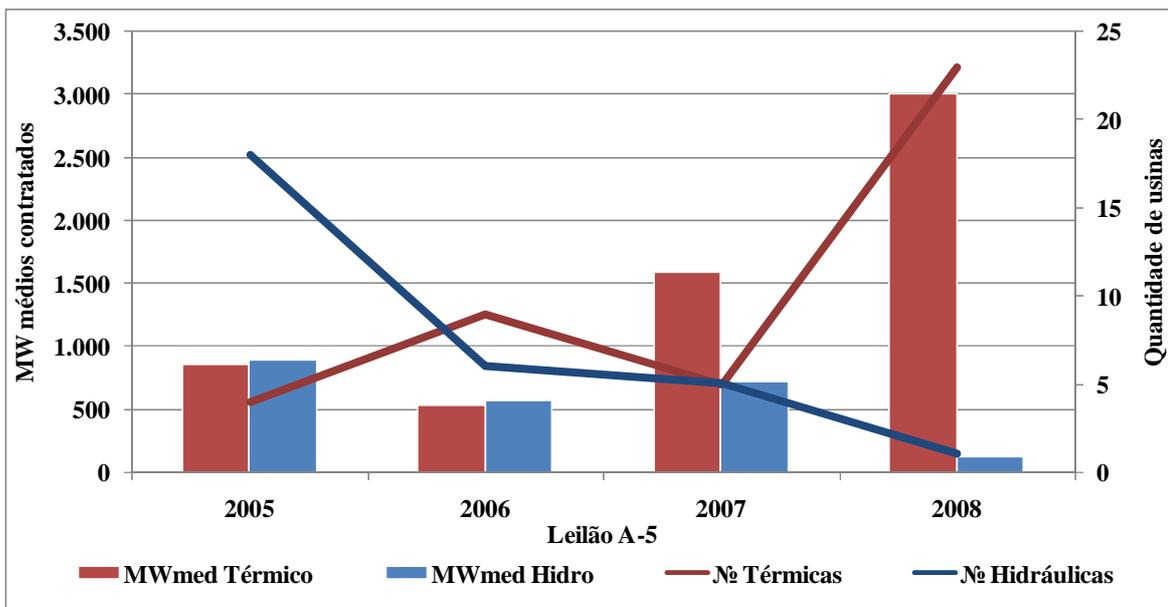


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

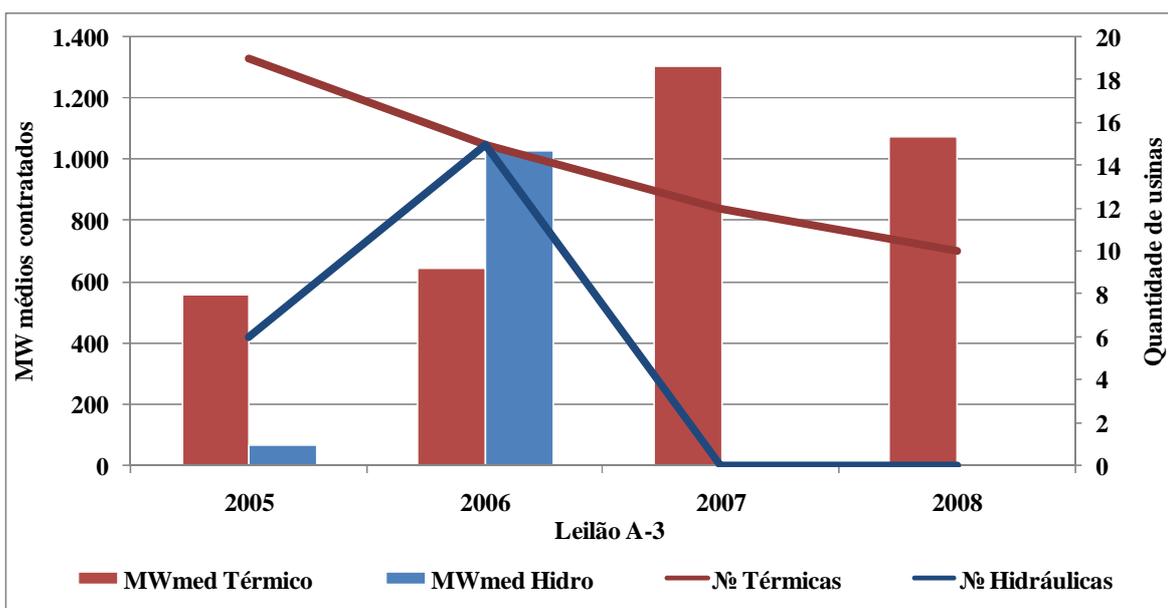


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

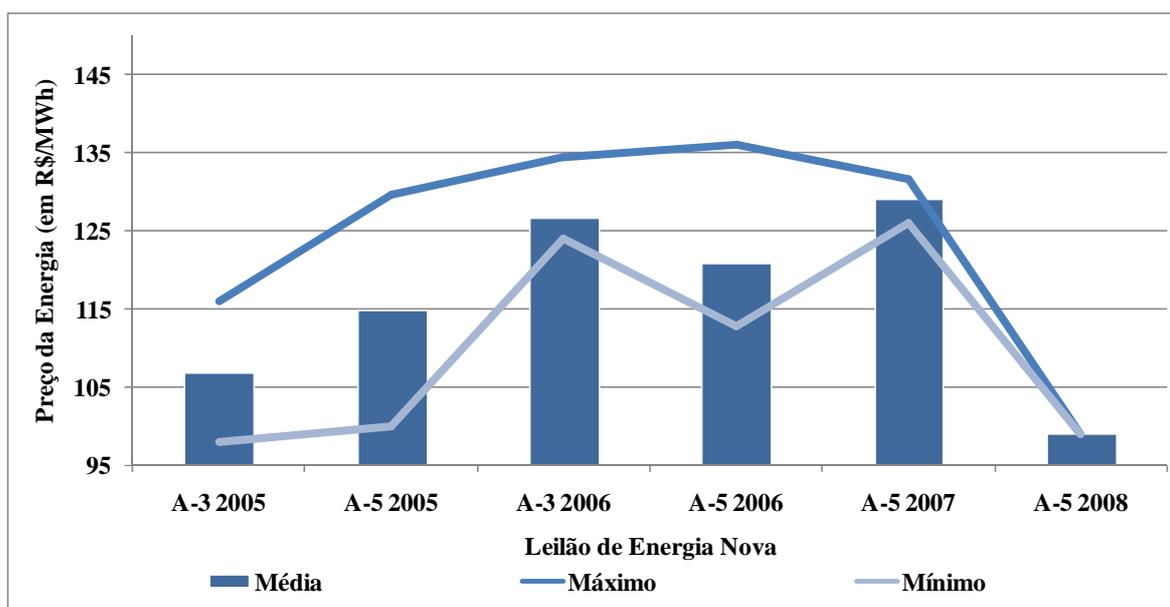


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

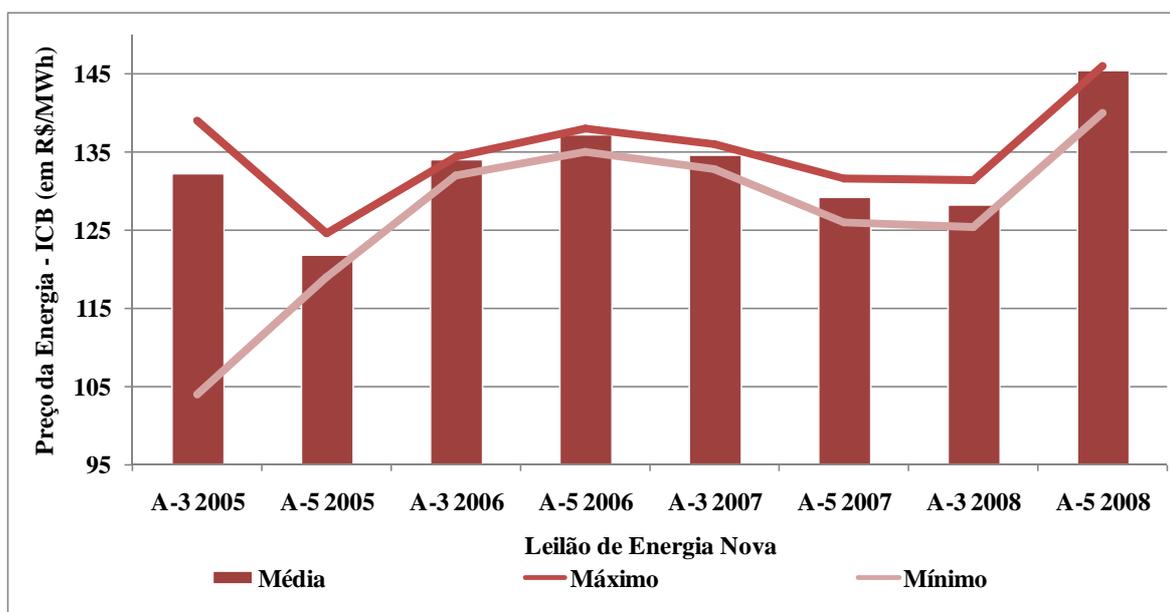


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

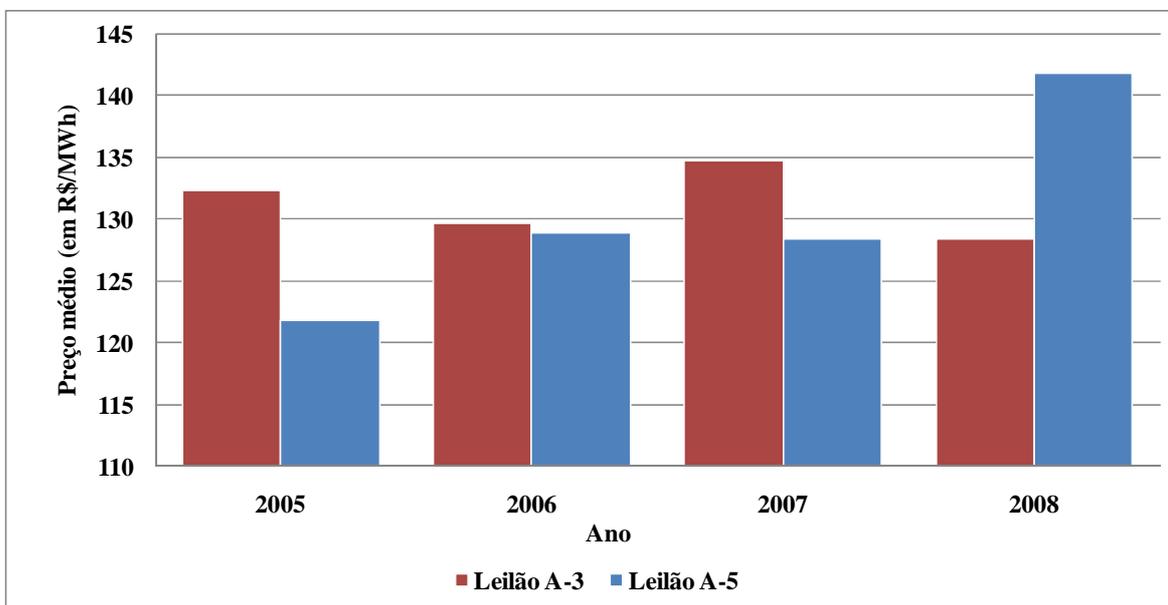


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se\ CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se\ CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

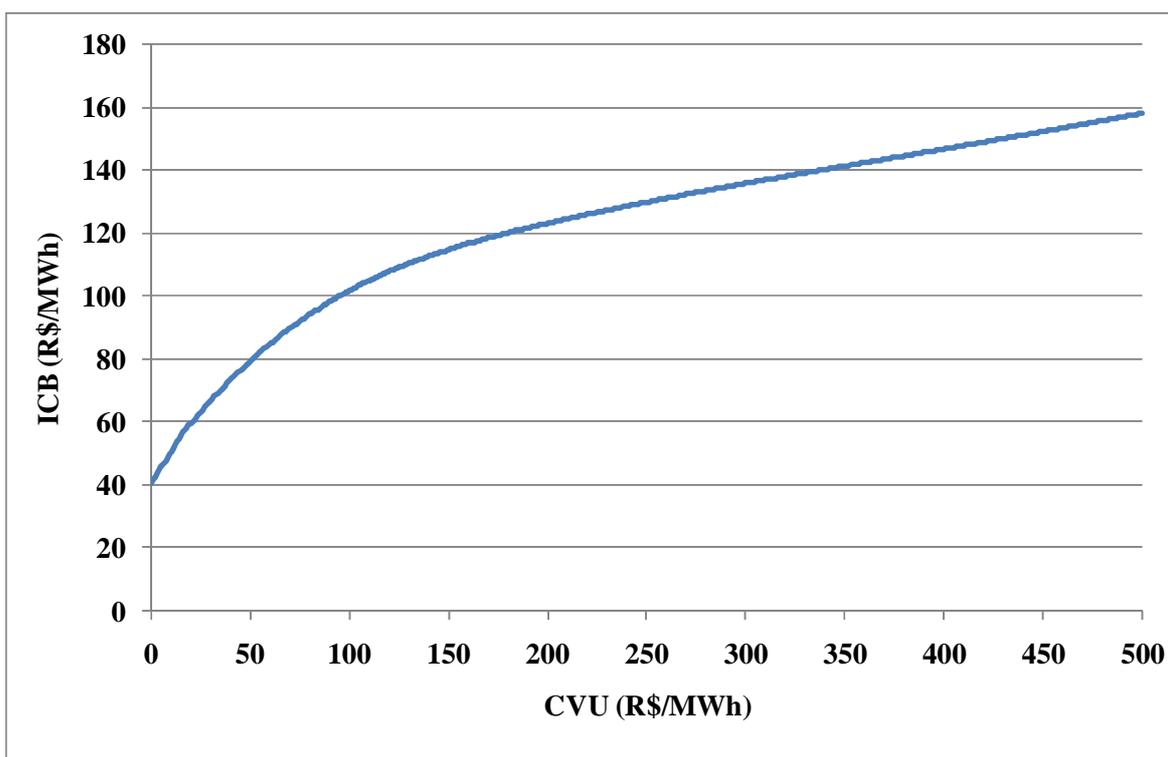


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

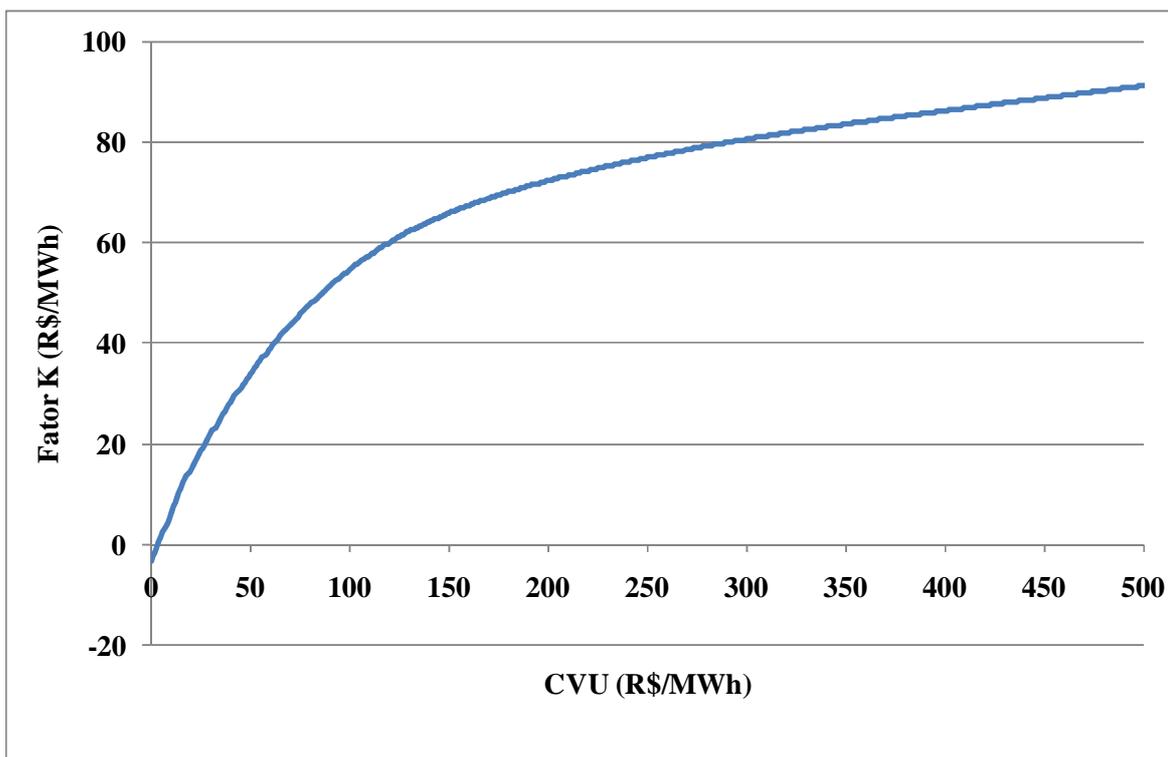


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

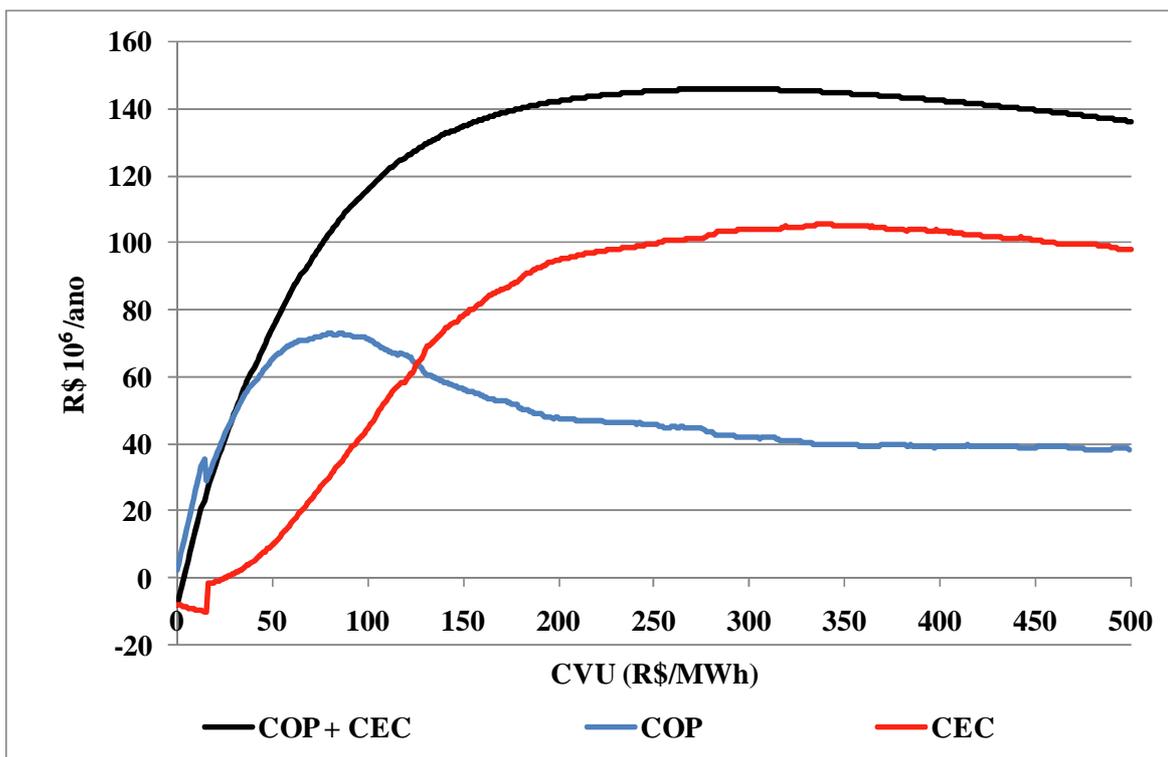


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

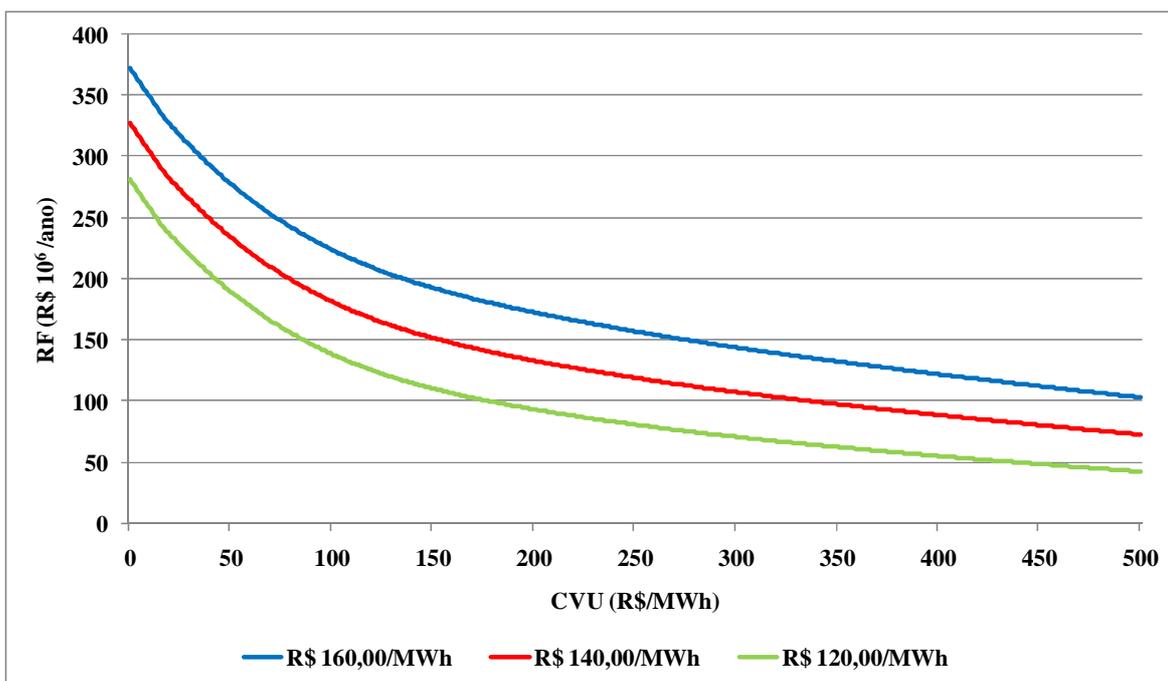


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra R , os declarados pela letra D . Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o $CV(D)$ inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como $GERA(M)$.

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) \times (GERA(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

$GERA(M)$: será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em c cenários e m meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

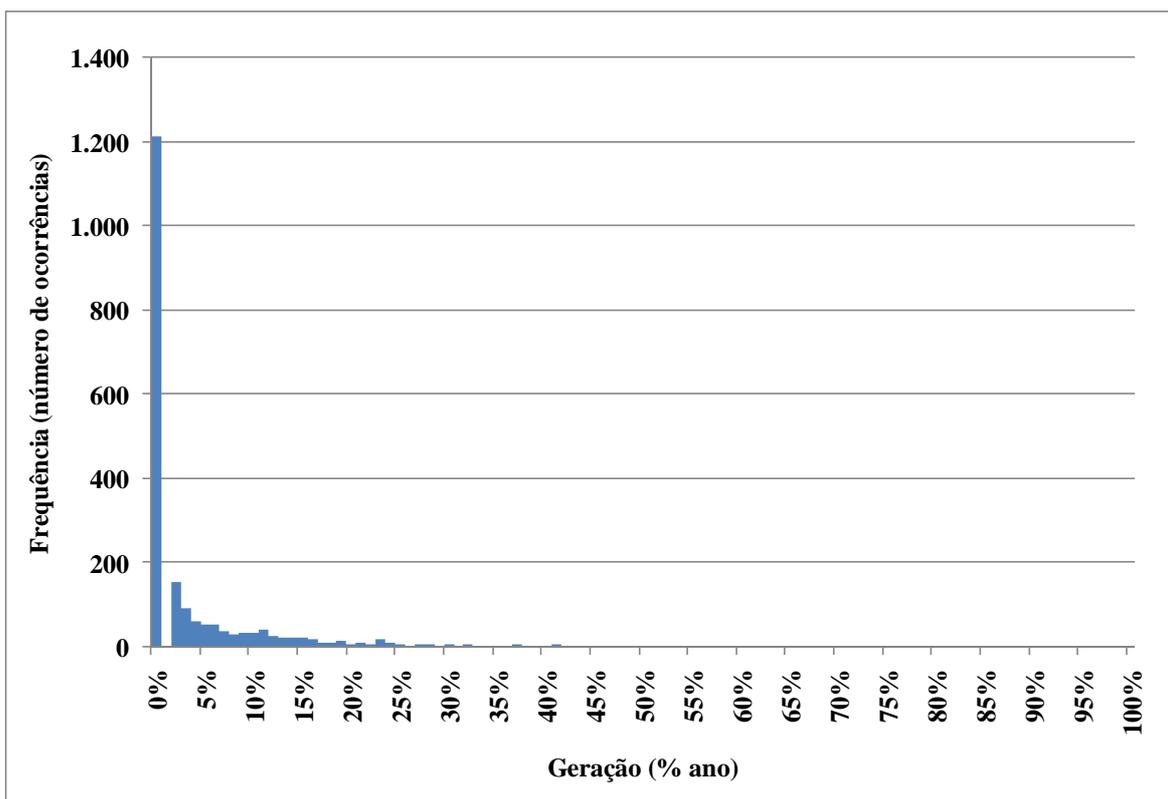


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

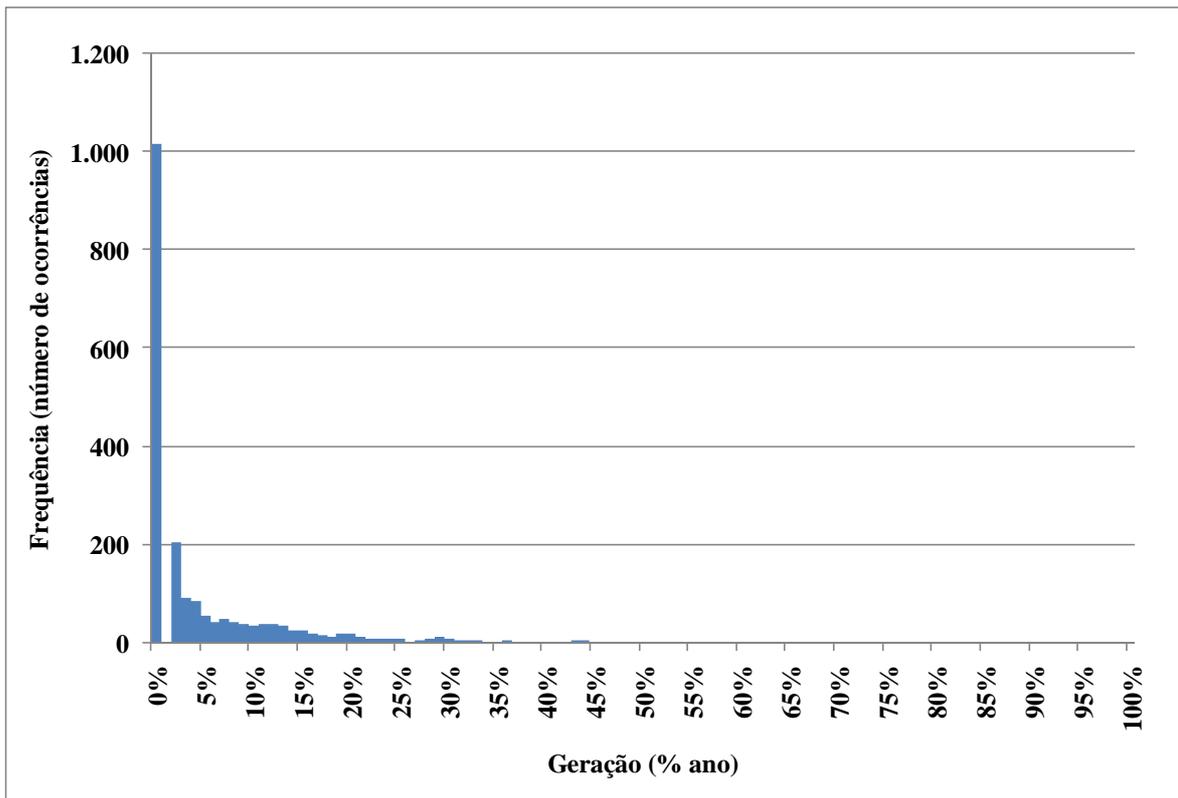


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

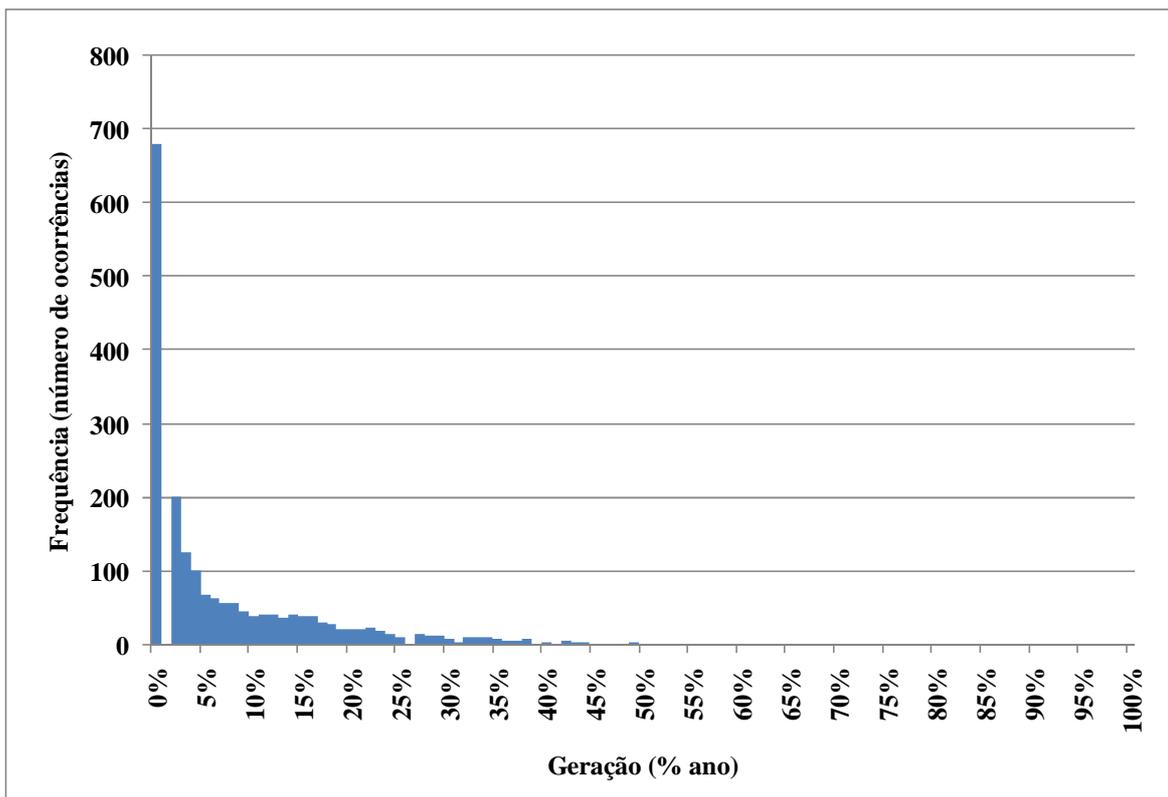


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

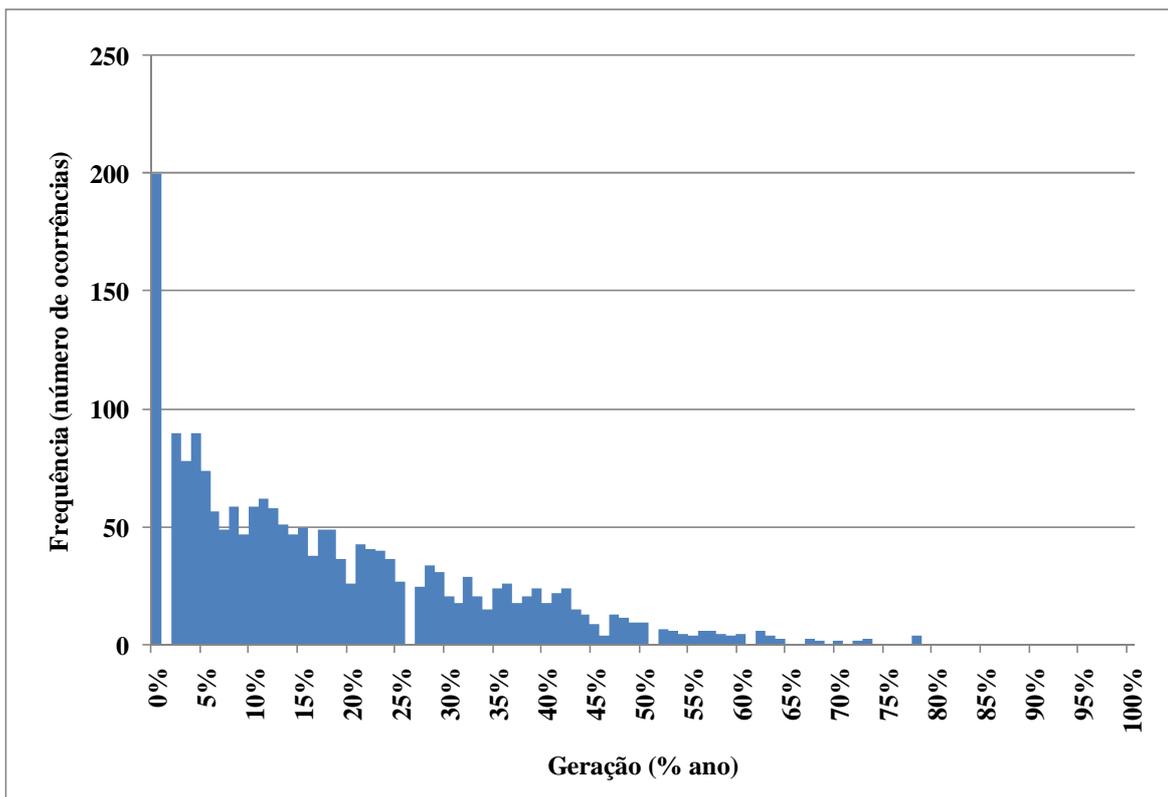


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

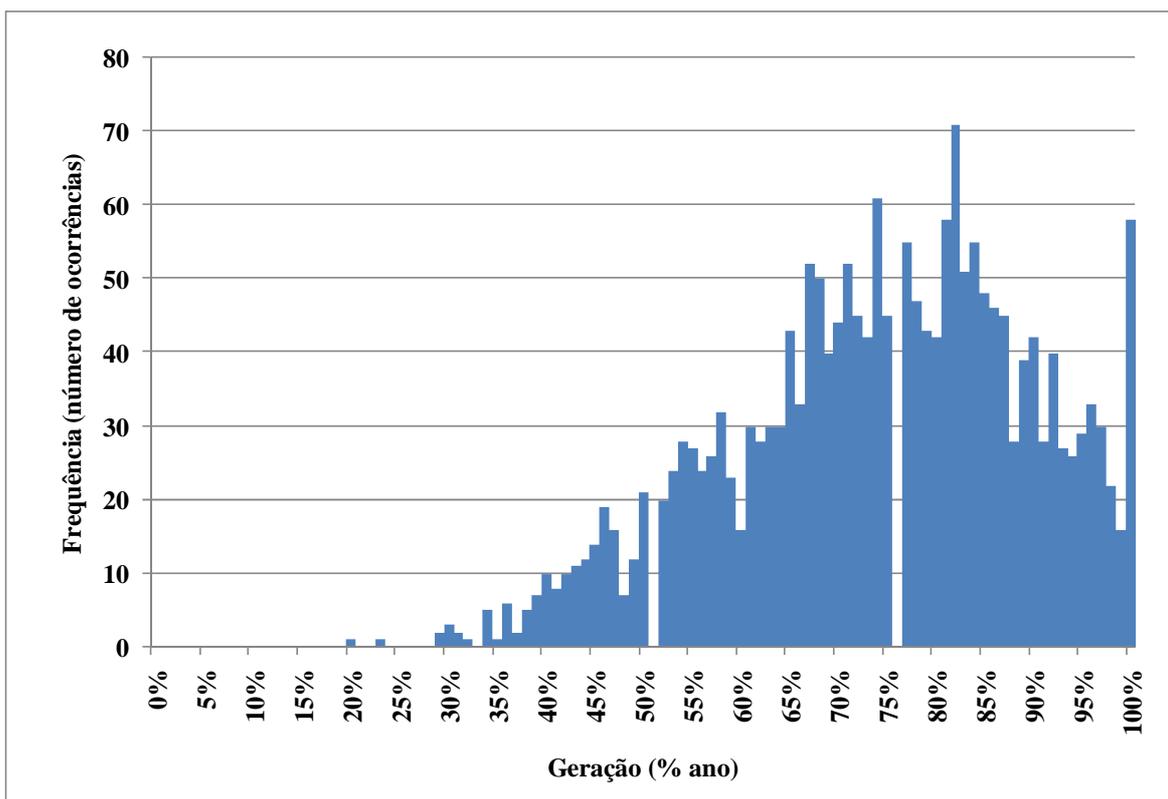


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

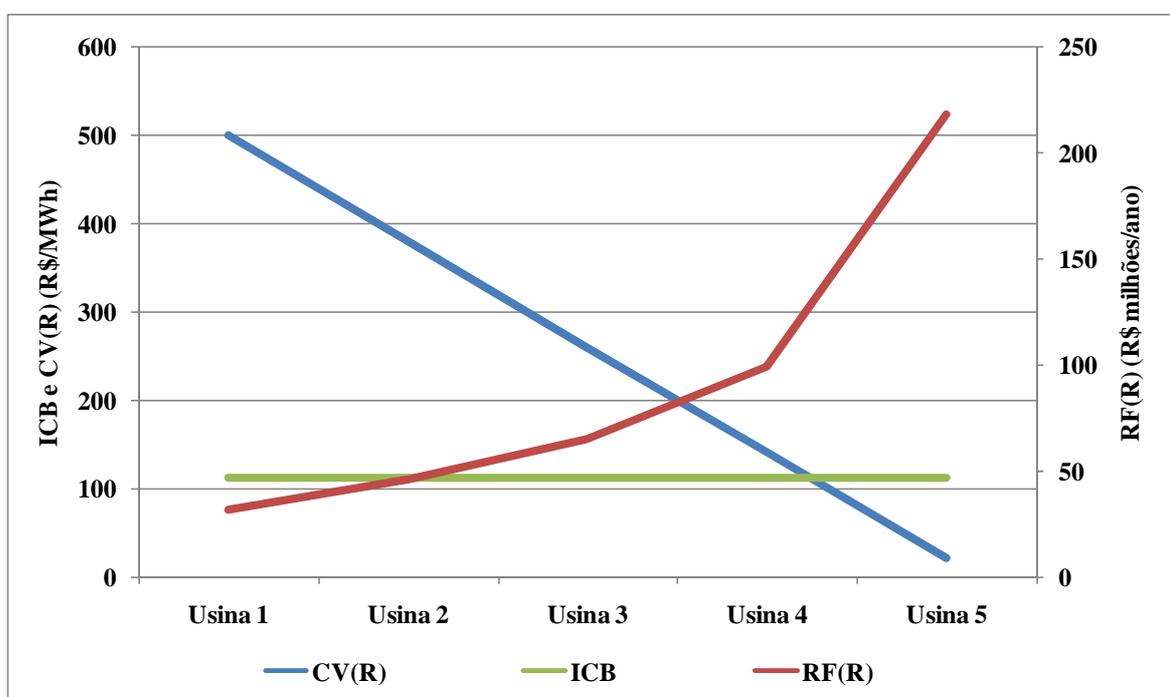


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

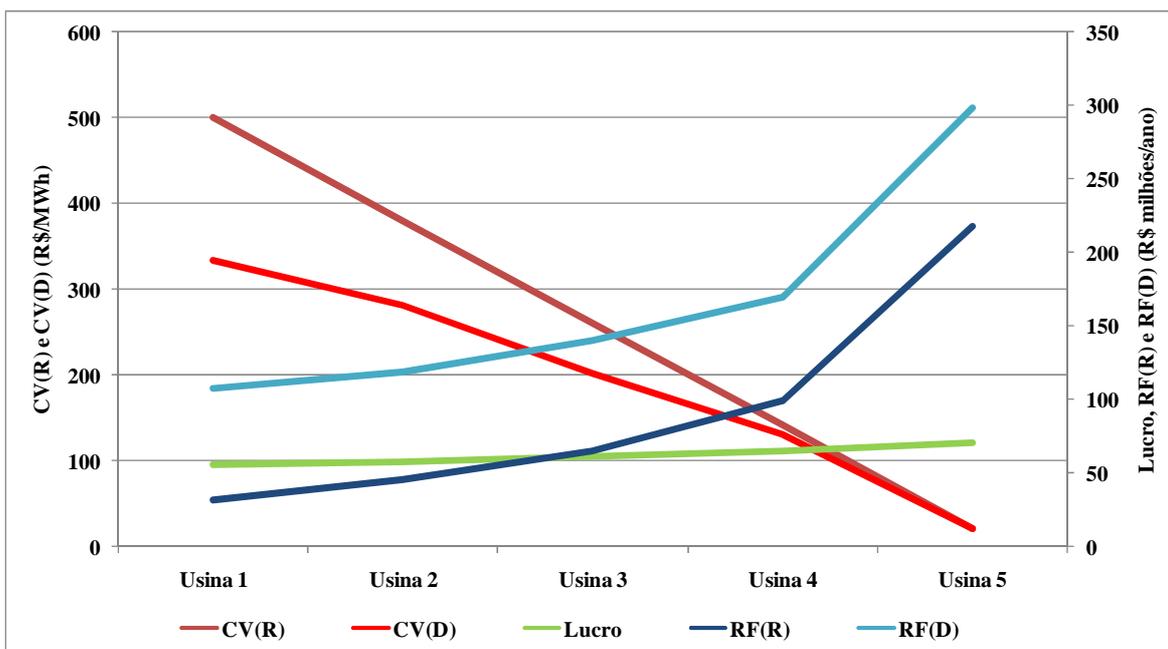


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

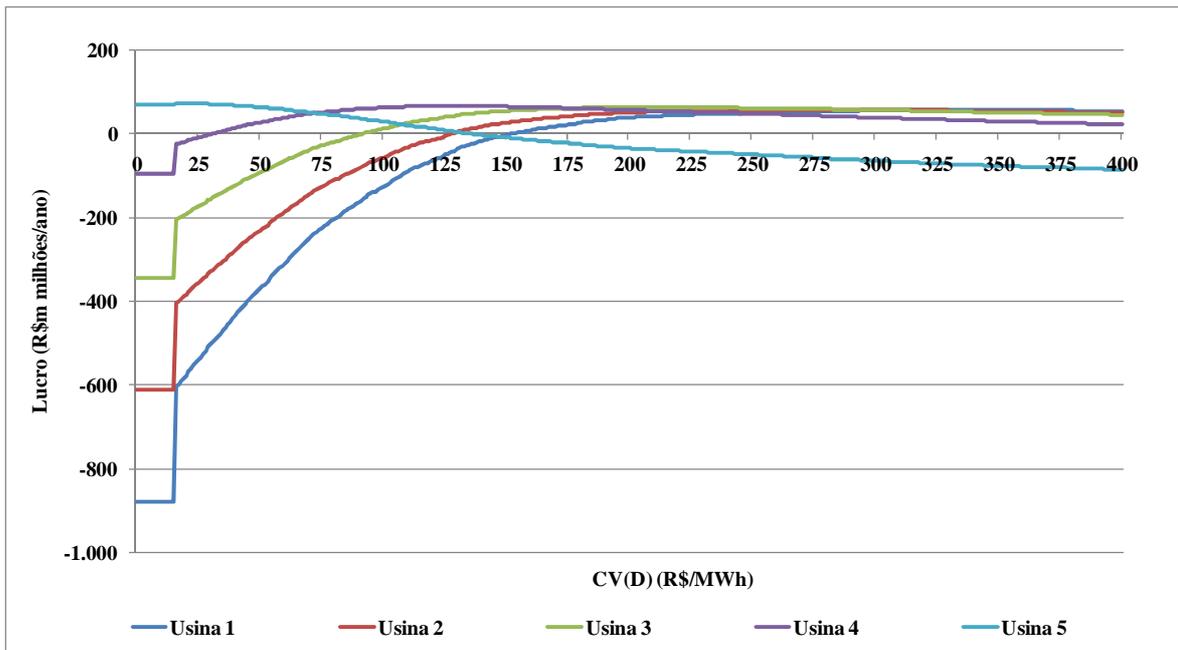


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

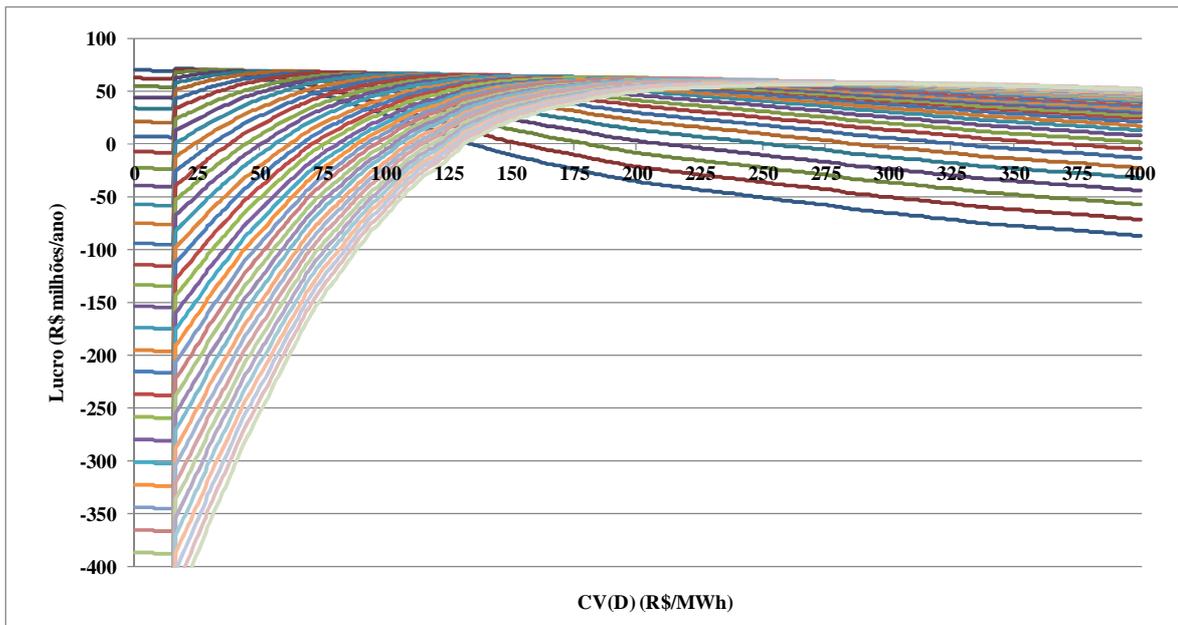


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

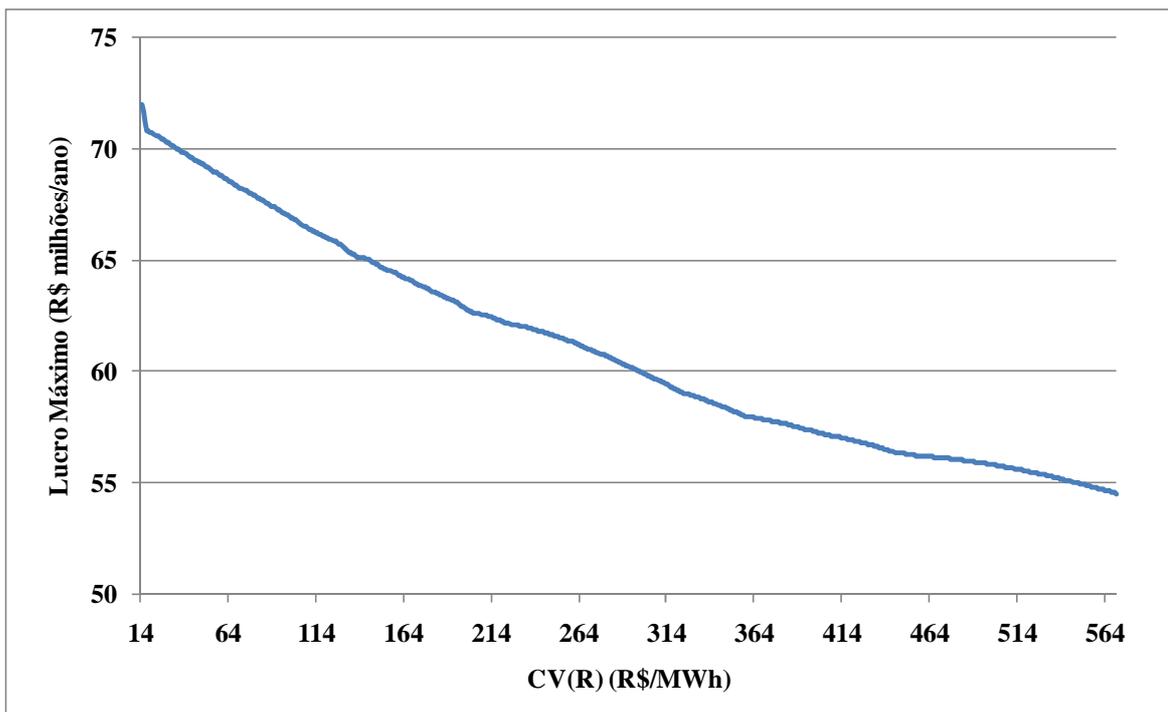


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:



Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

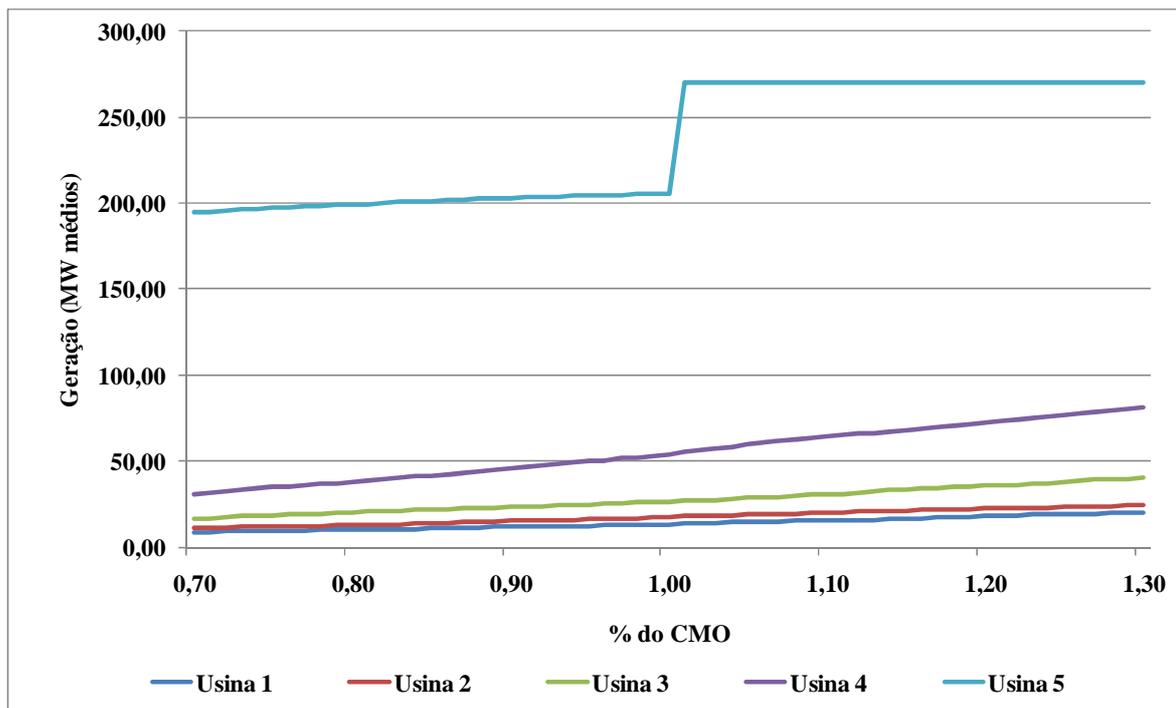


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

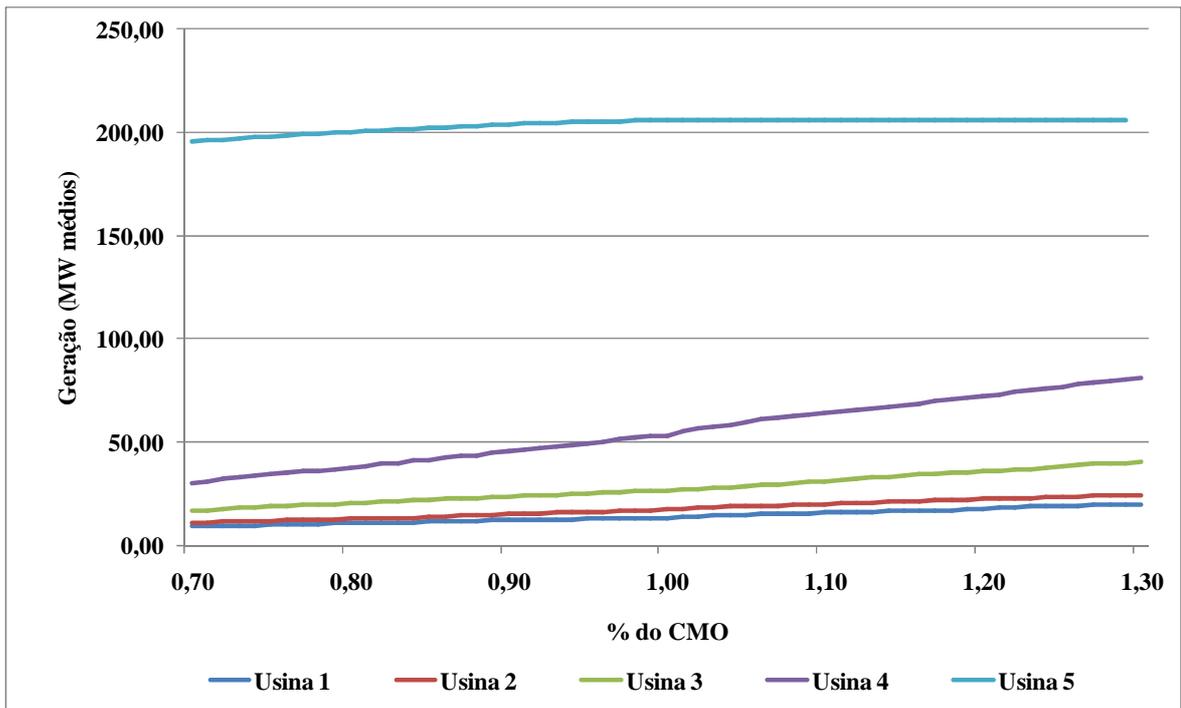


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

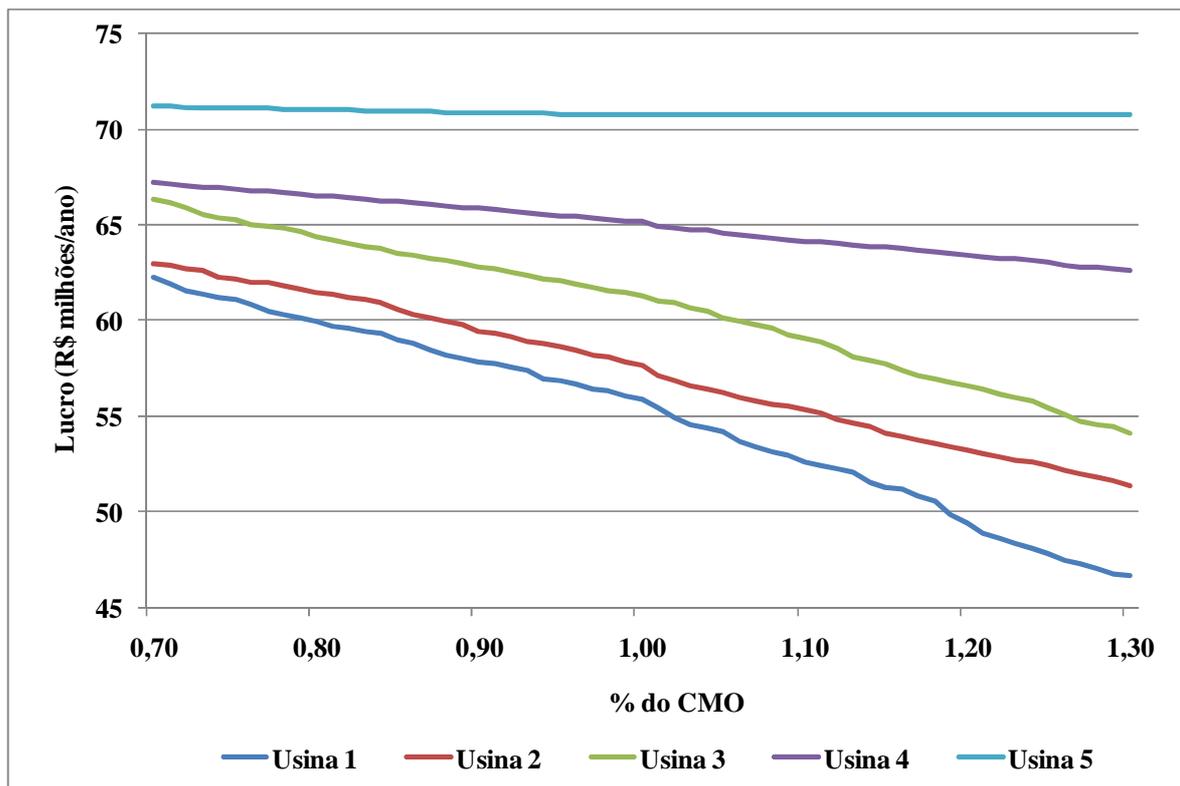


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

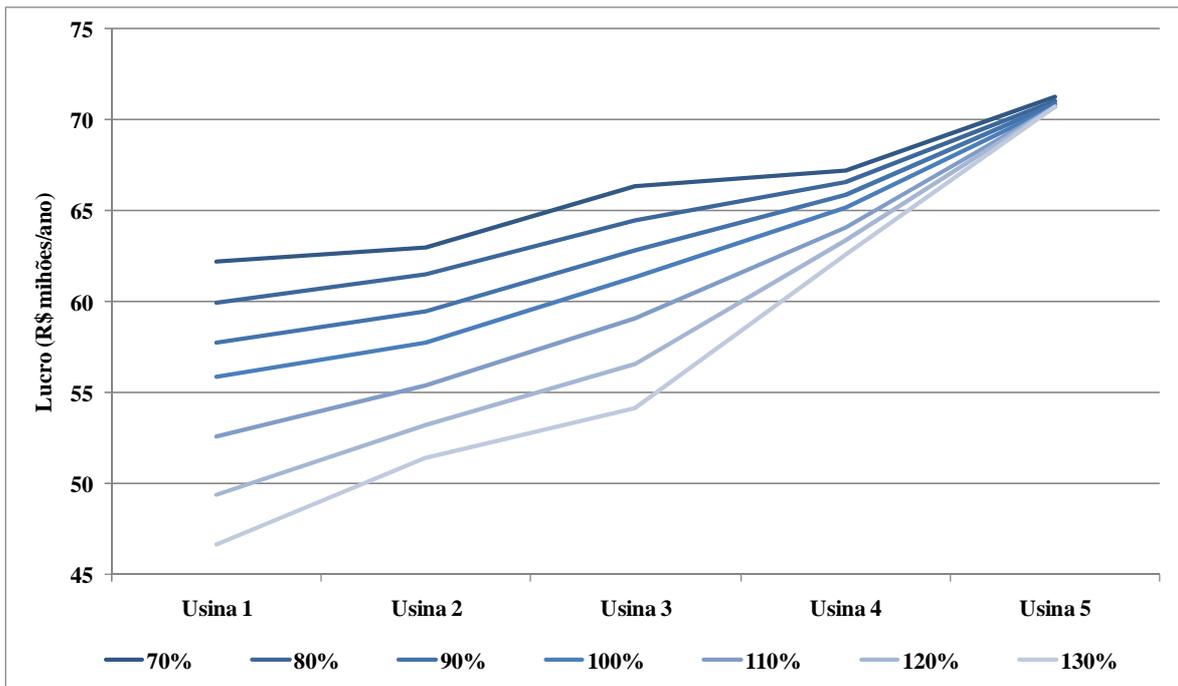


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

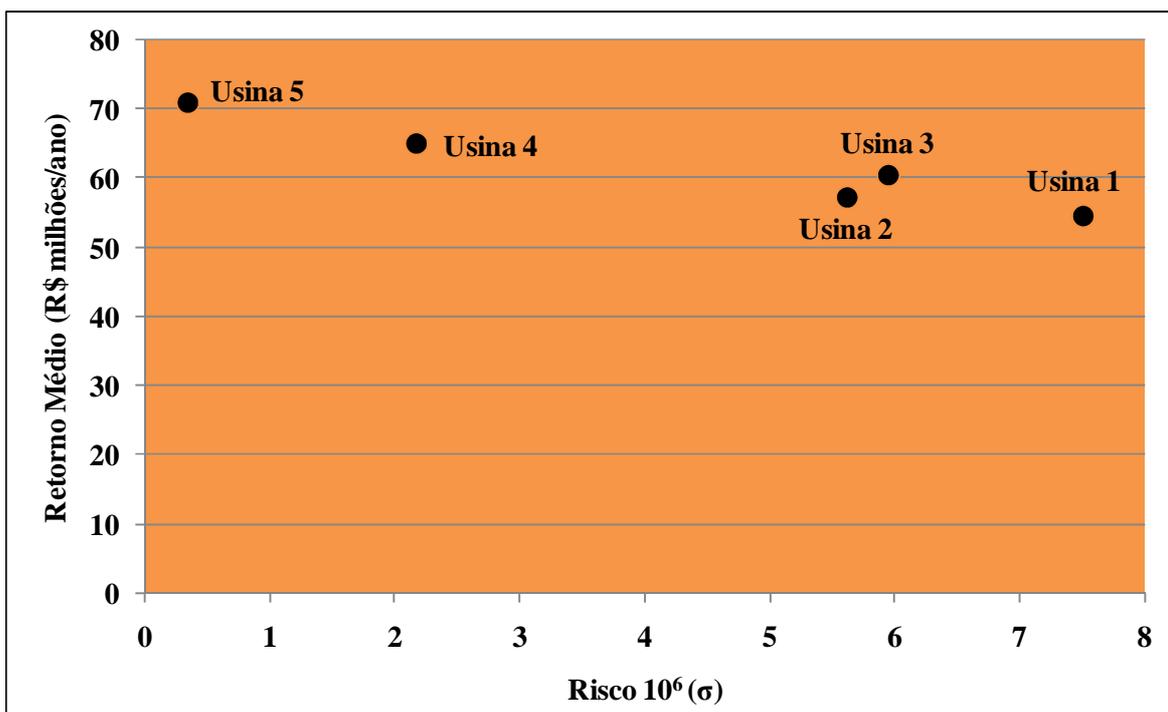


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

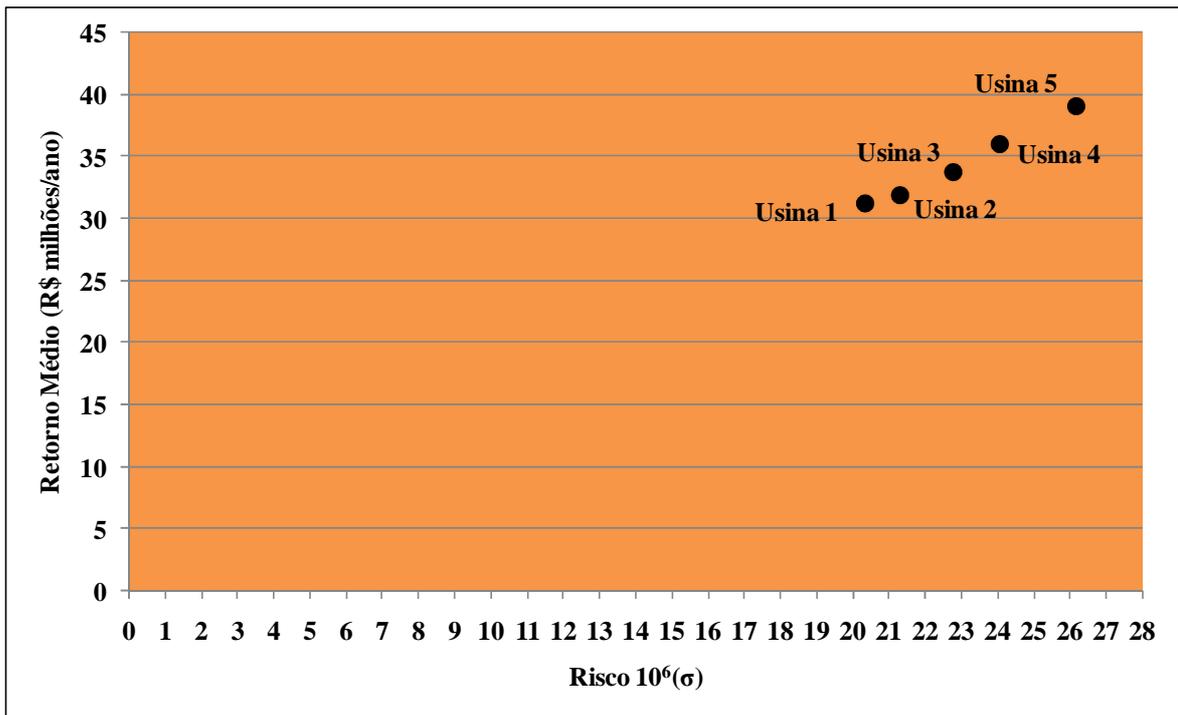


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

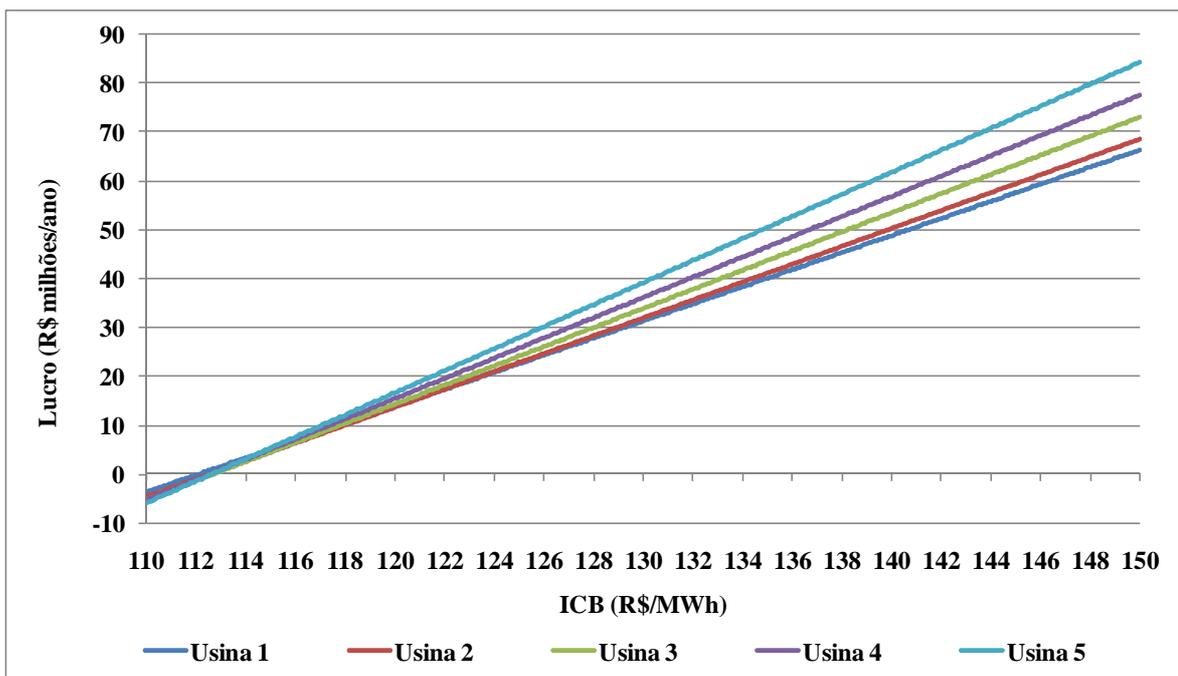


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

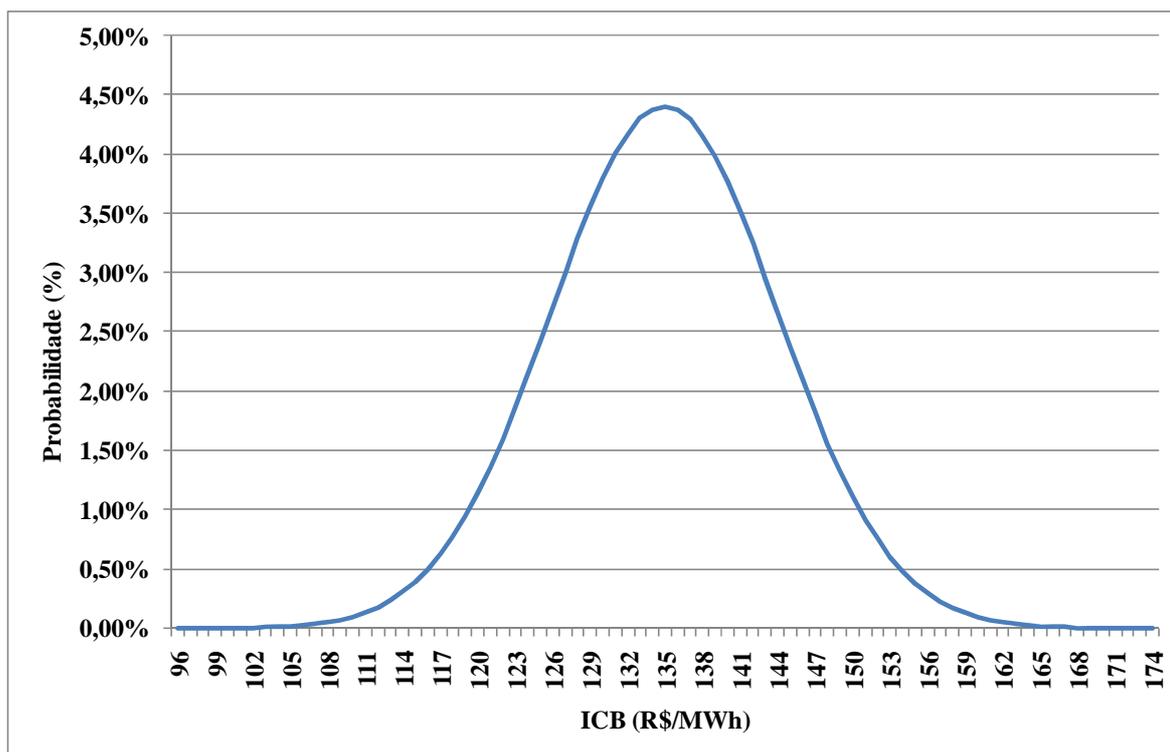


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

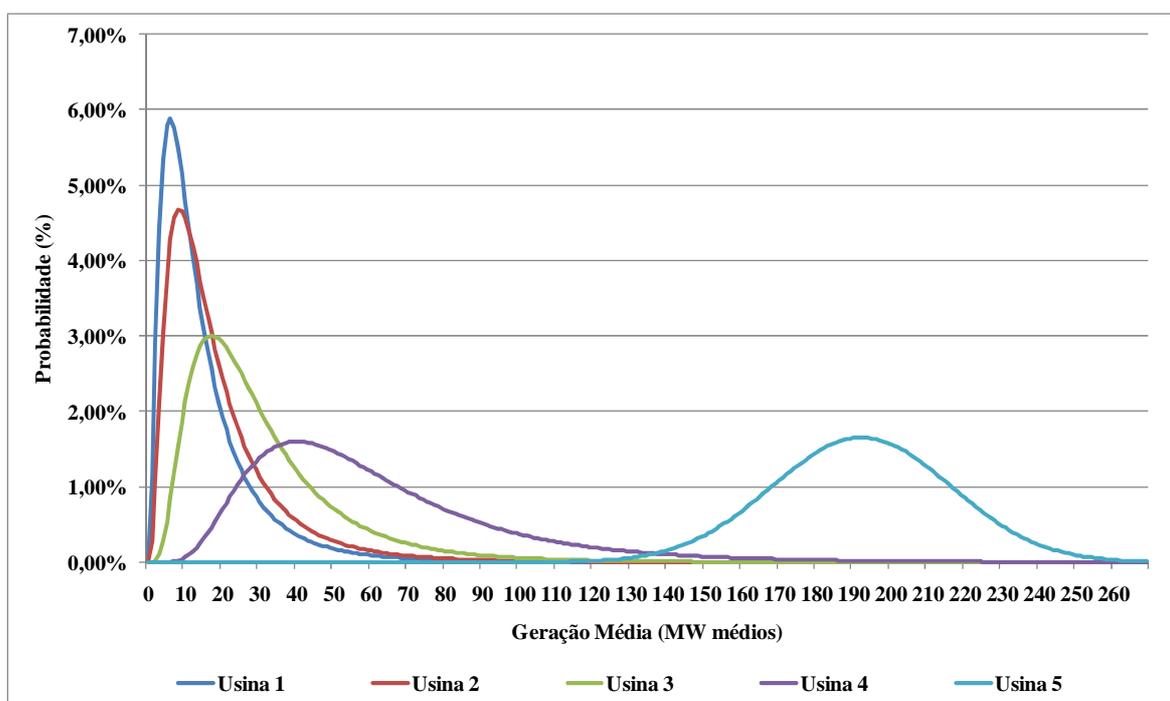


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

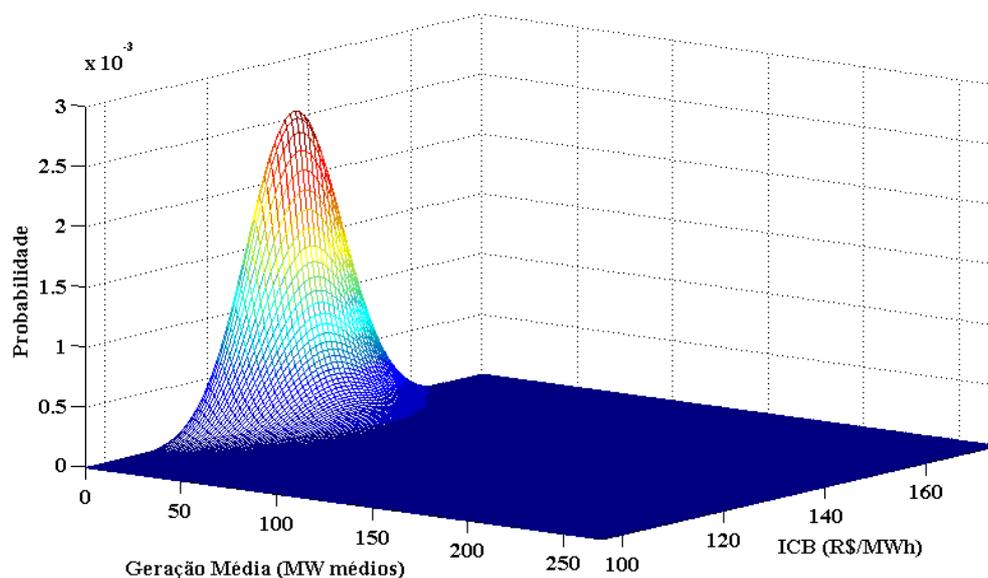


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

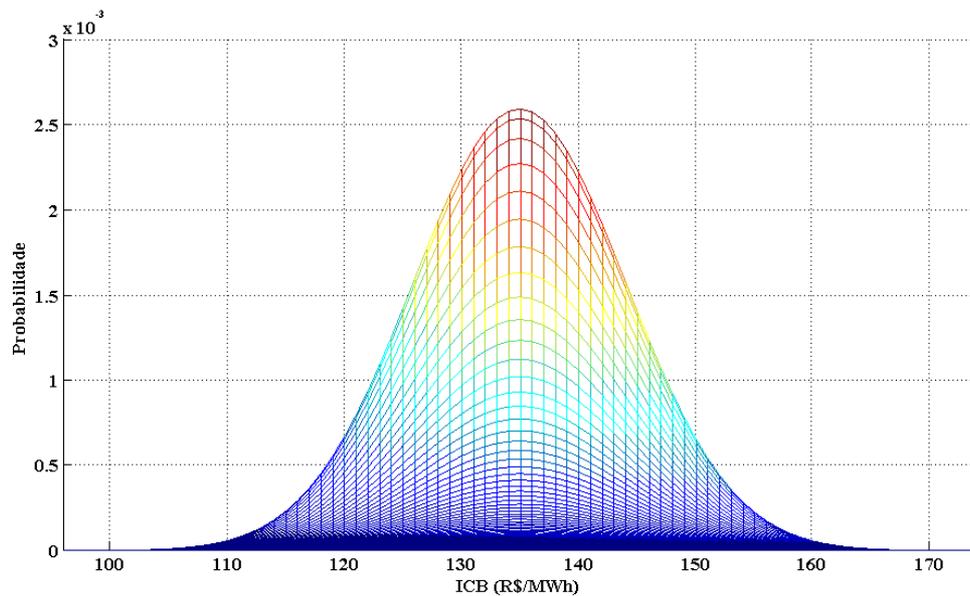


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

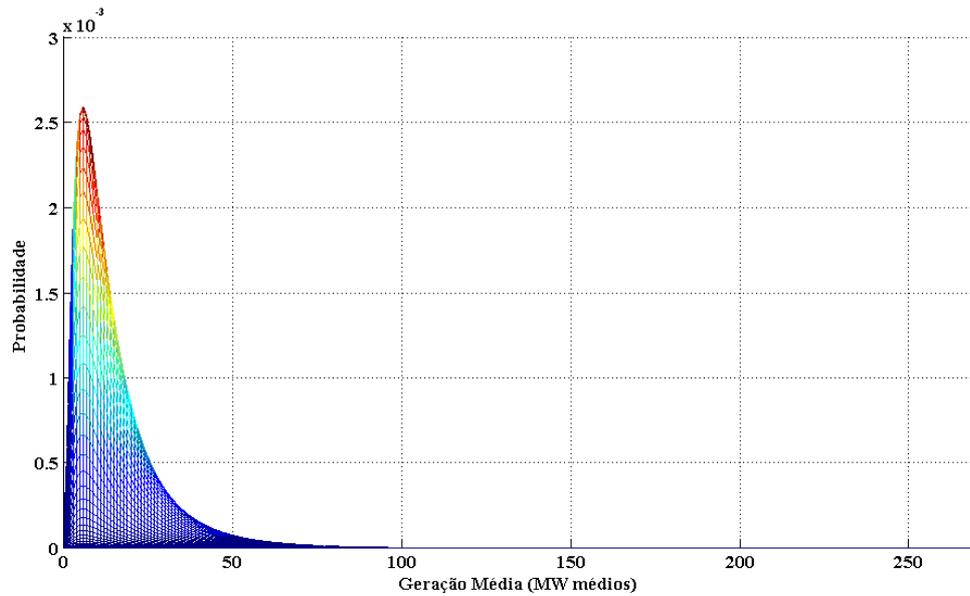


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

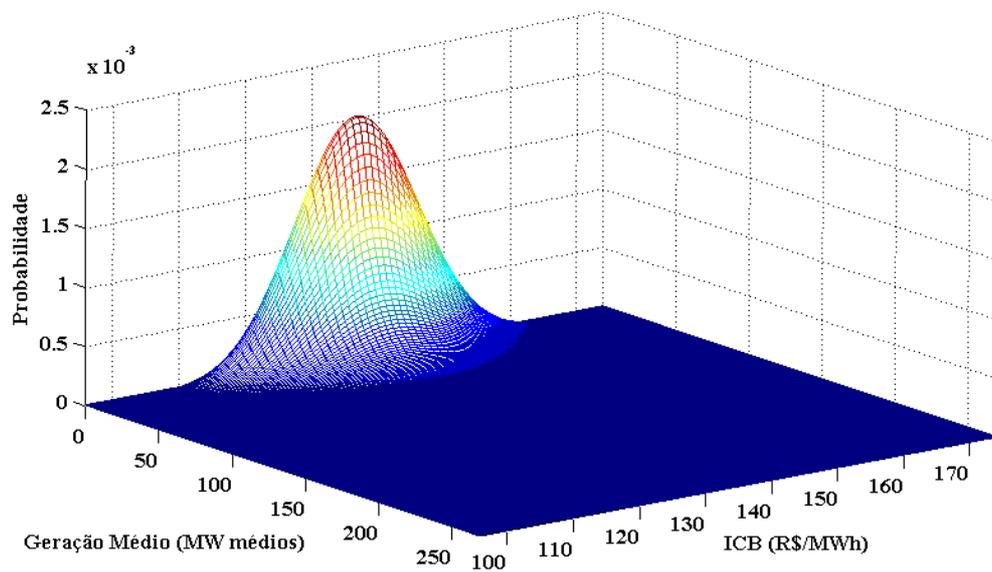


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

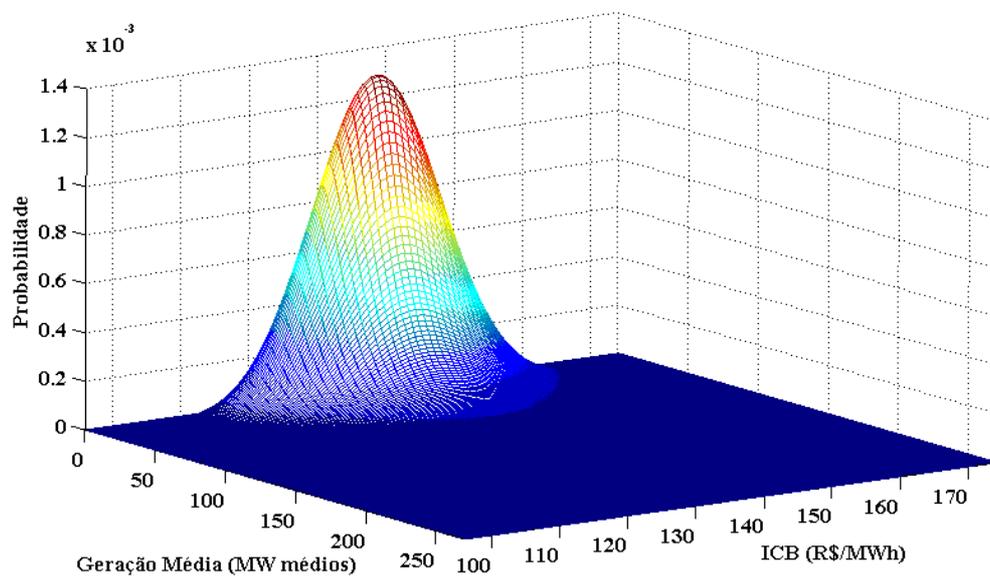


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

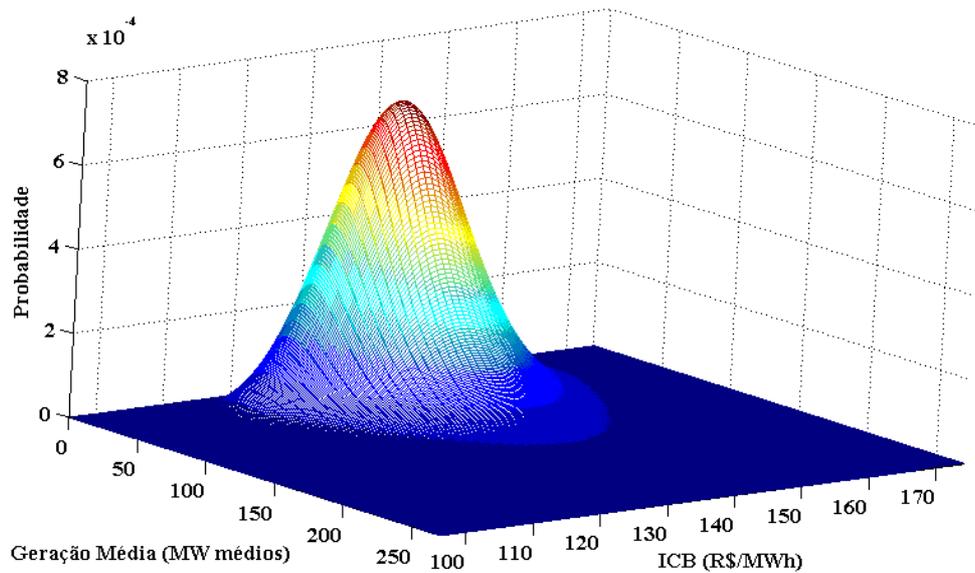


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

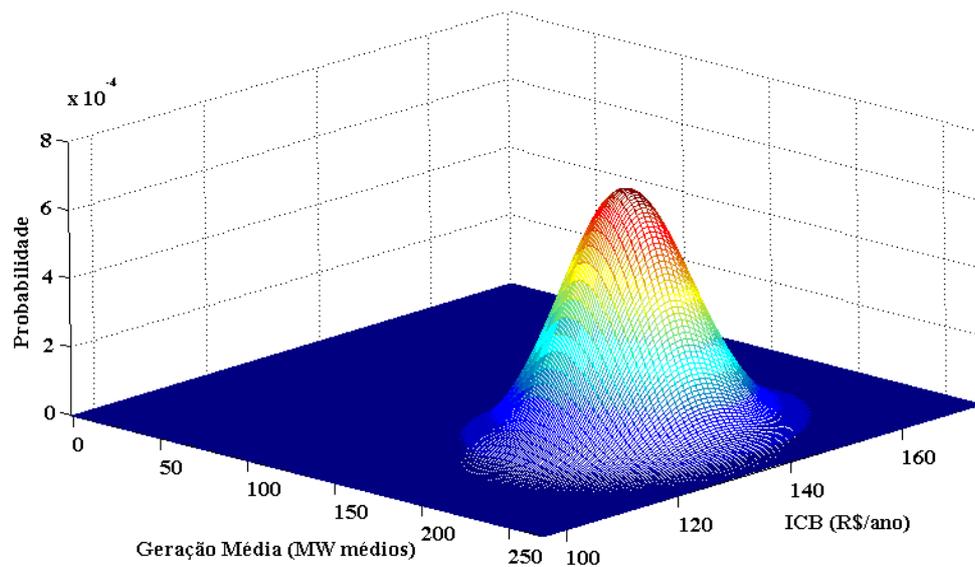


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

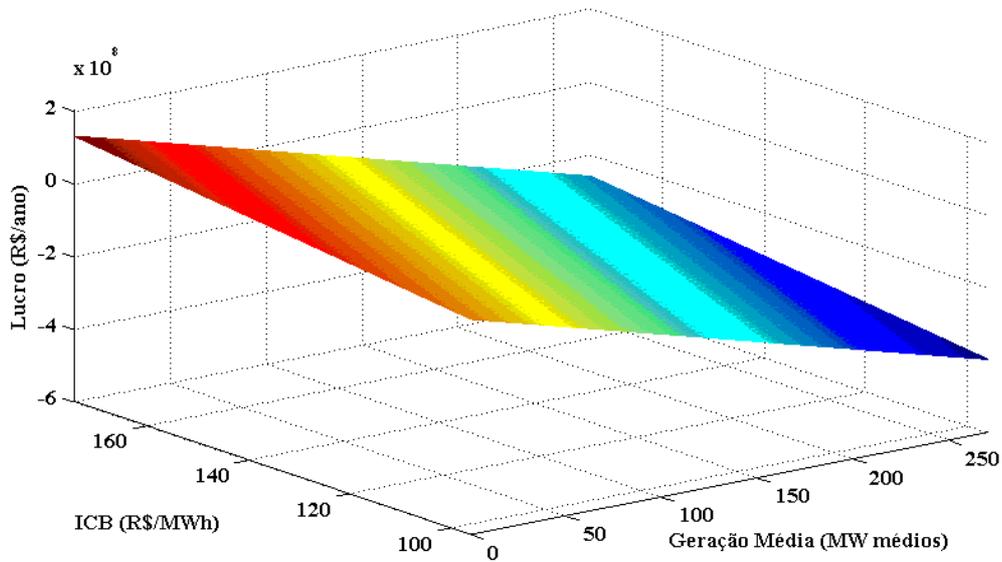


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

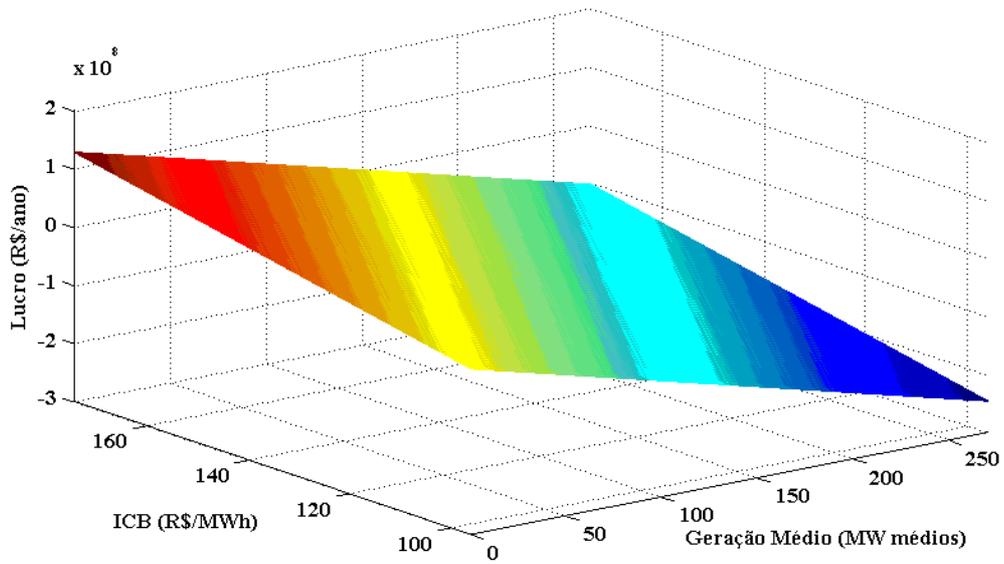


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

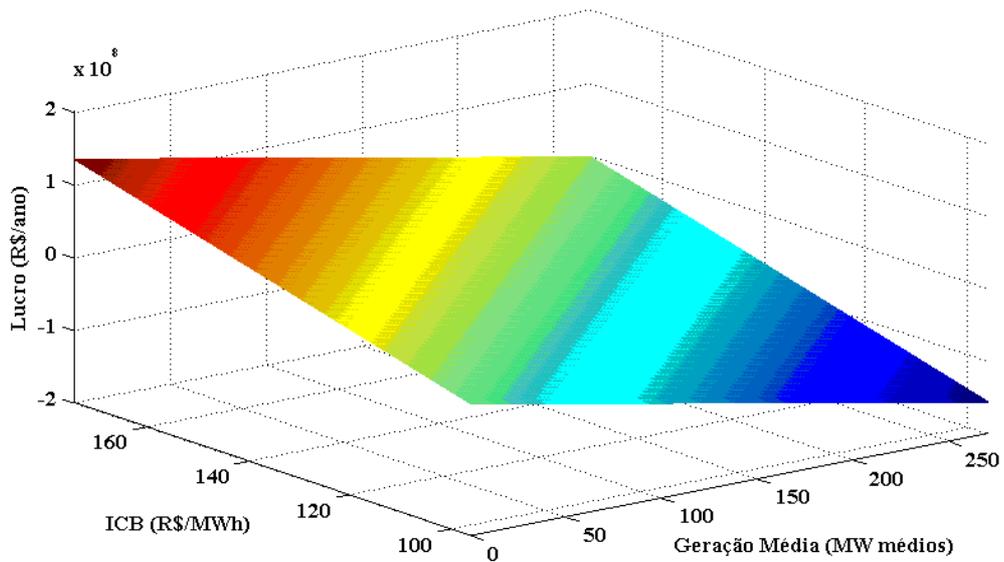


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

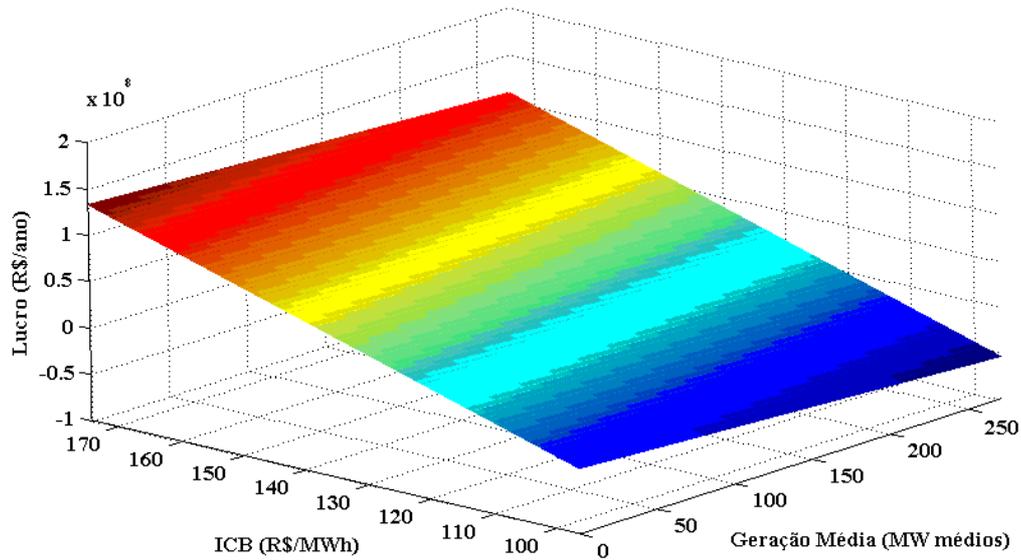


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos à variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

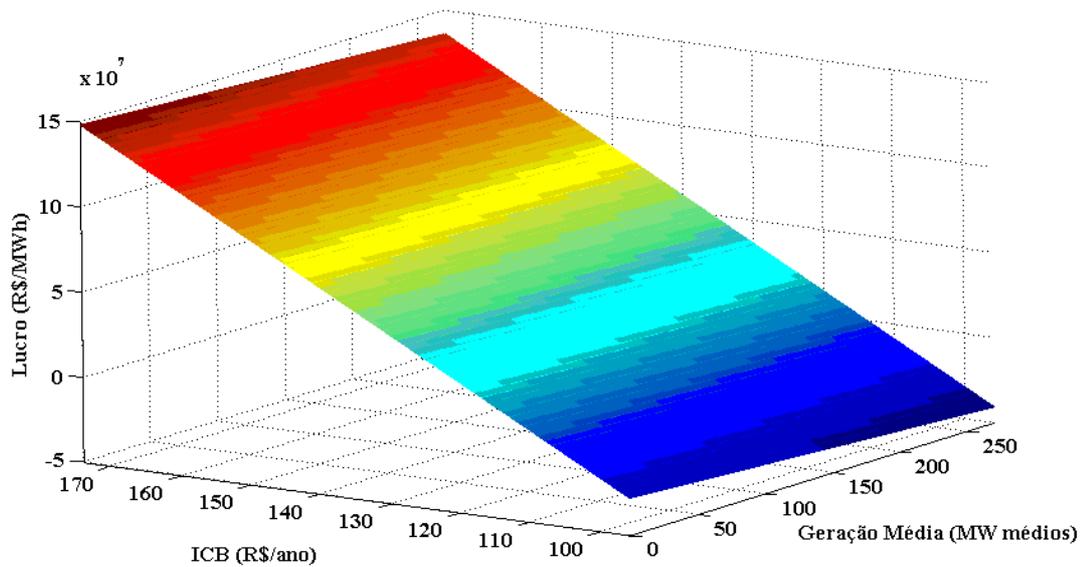


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

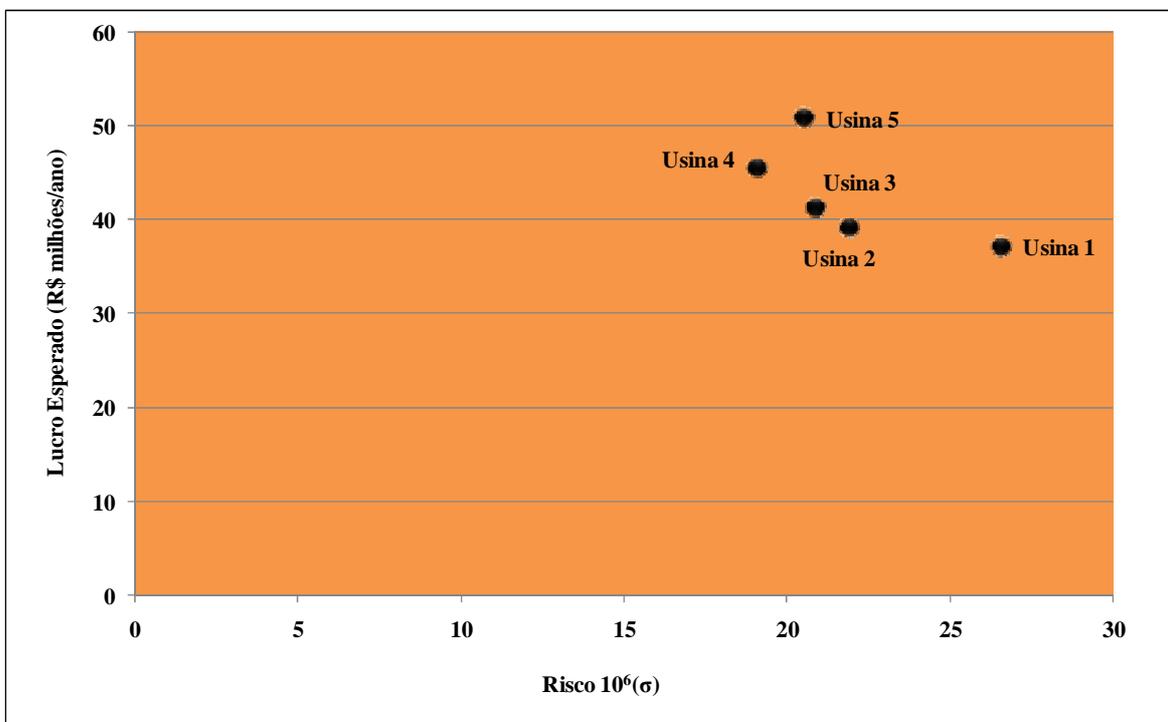


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

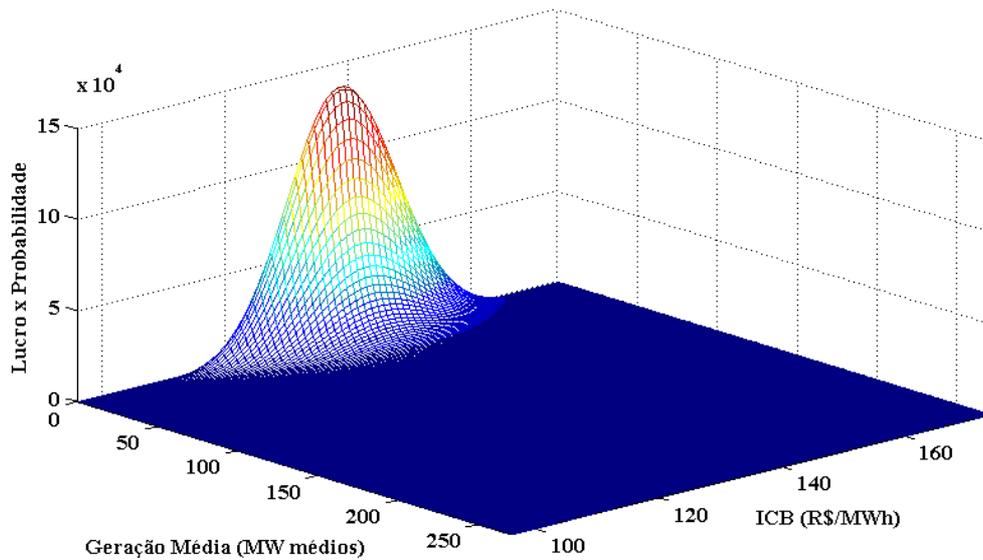
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

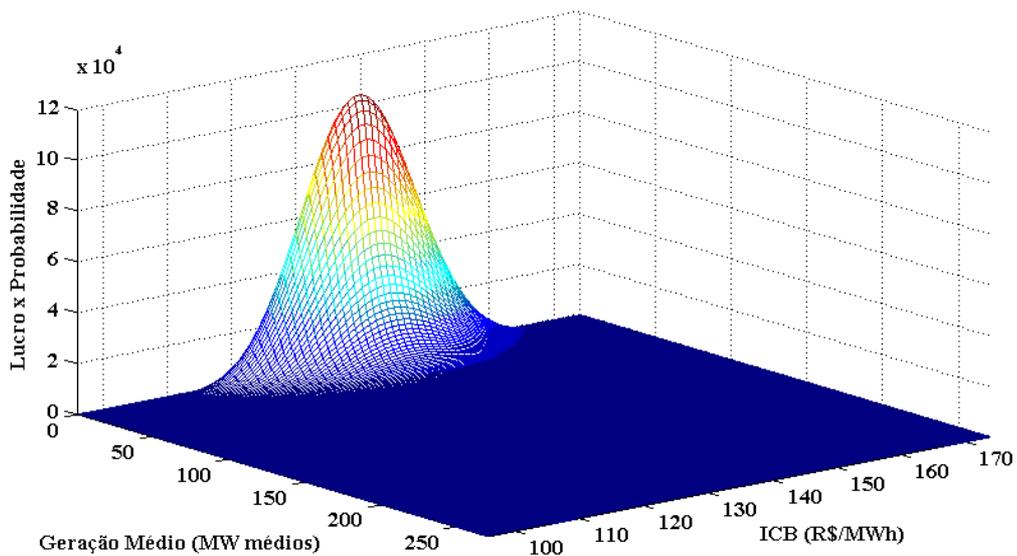
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

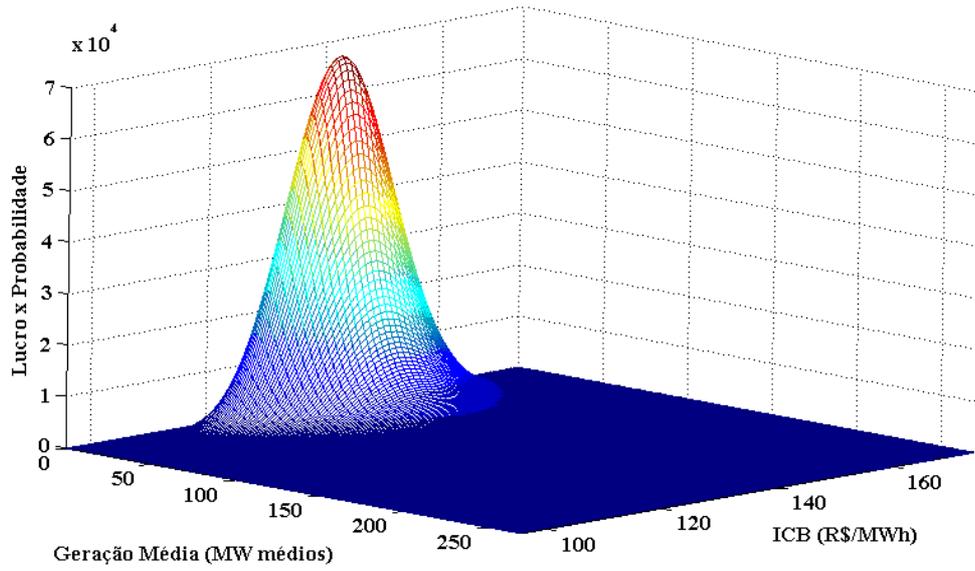
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



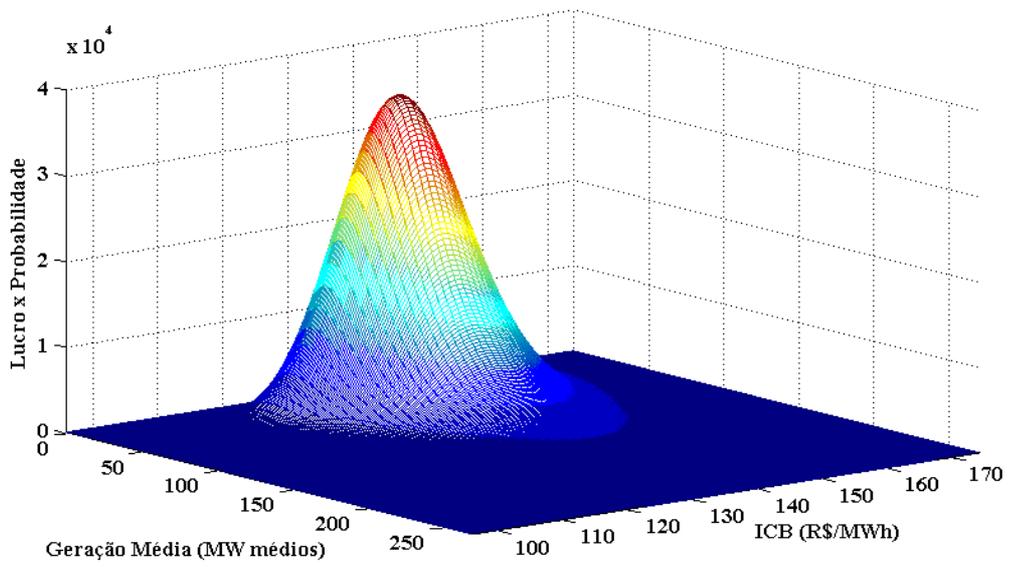
Probabilidade X Lucro para Usina 1



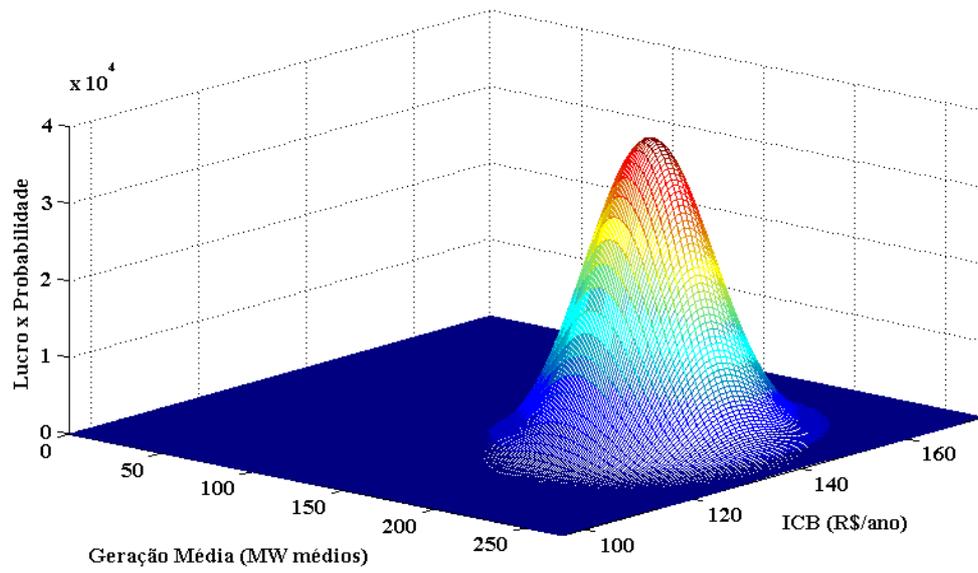
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO**

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

ORIENTADOR: IVAN MARQUES DE TOLEDO CAMARGO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 404/09

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS
CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

LUCAS GUIMARÃES LINS BRANDÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Docteur (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Prof. Edvaldo Alves de Santana, Doutor (ANEEL)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2009

FICHA CATALOGRÁFICA

BRANDÃO, Lucas Guimarães Lins

Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício [Distrito Federal]. 2009.

xv, 102p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Índice de Custo Benefício

2. Leilão de Energia Nova

3. Geração Termelétrica

4. Análise de Investimento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BRANDÃO, L. G. L. (2009). Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 404/09, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 102p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Lucas Guimarães Lins Brandão.

TÍTULO: Análise de risco em novos empreendimentos considerando o Índice de Custo Benefício.

GRAU: Mestre

ANO: 2009

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Lucas Guimarães Lins Brandão

Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia – Departamento de Engenharia Elétrica.

70.910-900 – Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, meus exemplos de vida,
ensinaram-me que o melhor
investimento de todos é a educação.
À Vanessa, amor da minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que sempre me deu apoio, de onde estivessem.

À minha namorada pela paciência e compreensão.

Ao meu grande amigo Rodrigo pelo apoio.

Ao meu grande amigo Diogo por ter me ajudado em momentos de dificuldade.

Aos meus amigos e colegas de trabalho pela amizade e respeito.

Aos meus chefes da Eletronorte que me disponibilizaram tempo para realizar este trabalho.

Aos professores Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Mauro Moura Severino e Fernando

Monteiro de Figueiredo pela confiança e oportunidade.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo que além de me proporcionar a oportunidade me orientou de forma competente.

"Muitos dos fracassos da vida são pessoas que não perceberam o quão perto elas estavam do êxito quando desistiram."

(Thomas Edison)

RESUMO

ANÁLISE DE RISCO EM NOVOS EMPREENDIMENTOS CONSIDERANDO O ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO

Autor: Lucas Guimarães Lins Brandão

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, dezembro de 2009

Em 2004, com o novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, a contratação de energia de usinas termelétricas passou a ser realizada em leilões de energia nova. No resultado dos leilões é possível observar usinas de alto custo variável unitário movidas a óleo diesel e combustível. Este trabalho mostra o funcionamento e os resultados dos leilões de energia nova, além de definir e analisar o Índice de Custo Benefício (ICB), utilizado nos leilões para ordenação econômica dos empreendimentos termelétricos, bem como objetiva examinar o retorno esperado por um empreendedor que deseja participar deste leilão. Para obter retorno, o empreendimento deve alcançar um ICB competitivo e considerar os riscos envolvidos no cálculo do lucro. Este estudo avaliará os riscos envolvidos na variação do ICB e no preço da energia elétrica no mercado, no sentido de verificar se os empreendimentos de alto custo variável unitário levam vantagem sobre as demais soluções de geração.

ABSTRACT

RISK ANALYSIS ON THE NEW ENTERPRISES CONSIDERING THE COST-BENEFIT INDEX

Author: Lucas Guimarães Lins Brandão

Supervisor: Ivan Marques de Toledo Camargo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasilia, December of 2009

In 2004, with the appliance of the new institutional model of the Brazilian Electric Sector, the contracting of thermoelectric power plants started to be done through new energy auctions. The result of those auctions showed high-cost diesel or fuel power plants. This paper not only displays the results of those auctions but also defines and analyzes the Cost-Benefit Index (ICB) used in the auctions in order to organize the economy of the Thermoelectric Businesses. It is the goal of this paper to analyze the profit expected by Businessmen who wishes to take part on those auctions. That profit depends on a competitive ICB and evaluation of the risks involved in the calculation of the profit variation. This study will evaluate the risks involved in the variation of the ICB and in the price of electric power in the market, aiming to verify if the high-cost businesses are advantageous compared to other generation solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Árvore de Decisão.....	6
Figura 3.1 – Curva de Carga.....	15
Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação.....	16
Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico.....	17
Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas.....	18
Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios.....	30
Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas.....	31
Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas.....	32
Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova.....	33
Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU.....	40
Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU.....	41
Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU.....	42
Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB.....	43
Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh.....	51
Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh.....	52
Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh.....	53
Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh.....	54
Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh.....	55
Figura 6.6 – Custos e ICB.....	58
Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro.....	61
Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D).....	62
Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R).....	63
Figura 6.10 – Lucro Máximo em Função do CV(R).....	64
Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro.....	67
Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO.....	70
Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO.....	71
Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO.....	72
Figura 7.5 – Lucro para Cenários de CMO.....	73
Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO.....	74

Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB	77
Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB	77
Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB	82
Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias	83
Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1	84
Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB.....	85
Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média	86
Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2.....	86
Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3.....	87
Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4.....	88
Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5.....	88
Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1	90
Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2	91
Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3	91
Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4	92
Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5	93
Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão	12
Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas	14
Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005	23
Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005	23
Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006.....	24
Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006	24
Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006.....	25
Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006	25
Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007.....	25
Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007	26
Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007	27
Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008.....	27
Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008.....	28
Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008	28
Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica.....	39
Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas	58
Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro	60
Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas	69
Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação.....	75
Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas	76
Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação.....	78
Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo	80
Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas	82
Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal.....	84
Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão.....	93
Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação.....	94

LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEC: Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo

CEPEL: Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CME: Custo Marginal de Expansão

CMO: Custo Marginal de Operação

COP: Valor Esperado do Custo de Operação

CV(D): Custo Variável Declarado

CV(R): Custo Variável Real

CVU: Custo Variável Unitário

Disp: Disponibilidade

EH: Oferta Hidráulica

ELETRORÁS: Centrais Elétricas Brasileiras S.A

EPE Empresa de Pesquisa Energética

ET: Oferta Térmica

FCmax: Fator de Capacidade Máximo

GF: Garantia Física

ICB: Índice de Custo Benefício

Inflex: Inflexibilidade

IP: Indisponibilidade Programada

MME: Ministério de Minas e Energia

MP: Medida Provisória

O&M: Operação e Manutenção

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

Pot: Potência

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

QL: Quantidade de Lotes

RF: Receita Fixa

RF(D): Receita Fixa Declarada

RF(R): Receita Fixa Real

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TEIF: Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

UHE: Usina Hidrelétrica

UTE: Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1.	INTRODUÇÃO	4
2.2.	CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	5
2.3.	MODELO NEWAVE	7
2.4.	CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS.....	9
2.5.	GARANTIA FÍSICA.....	11
3.	EXPANSÃO DA GERAÇÃO.....	13
4.	LEILÕES DE ENERGIA	19
4.1.	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)	20
4.1.1.	Contrato de Disponibilidade.....	21
4.2.	LEILÕES DE ENERGIA NOVA.....	22
4.2.1.	1º Leilão de Energia Nova A-5/2005	22
4.2.2.	2º Leilão de Energia Nova A-3/2006	23
4.2.3.	3º Leilão de Energia Nova A-5/2006	24
4.2.4.	4º Leilão de Energia Nova A-3/2007	25
4.2.5.	5º Leilão de Energia Nova A-5/2007	26
4.2.6.	6º Leilão de Energia Nova A-3/2008	27
4.2.7.	7º Leilão de Energia Nova A-5/2008	28
4.3.	ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA	29
5.	ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	34
5.1.	O CÁLCULO DO ICB	36
5.2.	ANÁLISE DO ICB	38
6.	VISÃO DO EMPREENDEDOR.....	45
6.1.	CÁLCULO DO LUCRO	45

6.2.	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO	49
6.3.	ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO.....	56
7.	ANÁLISE DE RISCOS	66
7.1.	ANÁLISE DO CMO	66
7.2.	ANÁLISE DO ICB	75
8.	DISTRIBUIÇÃO DO RISCO	79
8.1.	RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO.....	79
8.2.	DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE.....	81
8.3.	LUCRO ESPERADO	89
9.	CONCLUSÕES	96
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
	APÊNDICE	100

1. INTRODUÇÃO

O modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passa por um processo de reestruturação, no qual o objetivo é a busca de maior eficiência, através da competição entre os agentes que compõe o setor. Para garantir a competição, foi editada a Lei 10.848, de 2004 – regulamentada pelo Decreto 5.163, de 2004 – a qual define que as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica – empresas de distribuição de energia – devem atender ao seu mercado por meio de licitação na modalidade de leilão de energia elétrica, contratação esta que será feita no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A Lei 10.848/04 também dispõe que a regulação das licitações para contratação regulada cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e que a realização do leilão se dará diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os leilões de energia elétrica são realizados com vista ao atendimento da demanda de energia elétrica a curto e a longo prazo. Os empreendimentos de geração de energia elétrica, que se encontram em operação, participam dos leilões de energia existente para o atendimento em curto prazo. Os empreendimentos que pretendem iniciar sua operação devem participar dos leilões de energia nova, e o seu abastecimento se iniciará de 3 a 5 anos após o certame. Desta forma, estes empreendimentos suprirão as demandas do sistema planejadas pelas empresas de distribuição.

Participam dos leilões as Usinas Termelétricas – ou térmicas – e as Usinas Hidrelétricas – ou hidráulicas – novas e existentes. As Usinas Eólicas, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de biomassa participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ao final do leilão são celebrados contratos bilaterais entre o agente vendedor – agente gerador de energia – e o agente comprador – as distribuidoras também podem participar –, os chamados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Os CCEAR possuem prazos específicos de duração, conforme modalidade de leilão adotada – de energia nova ou de energia existente – e também são diferenciados pelo tipo de usina contratada – térmica ou hidráulica.

As usinas térmicas são diferenciadas de acordo com o tipo de combustível utilizado, que varia desde urânio – usina geradora térmica com alto custo de instalação e baixo custo de produção de energia – até óleo combustível ou diesel – usina que apresenta baixo custo de instalação e alto custo de produção, devido aos altos preços do combustível. As demais usinas térmicas que participam dos leilões de energia nova são movidas a gás natural, carvão e bagaço de cana.

As usinas hidráulicas, predominantes no SEB, têm baixo custo de operação em comparação com as usinas térmicas, além de um elevado custo e período de instalação. Observa-se que o custo médio da energia no Brasil tenderia a ser inferior aos países que possuem matrizes energéticas menos privilegiadas, como, por exemplo, os países europeus. Nos últimos leilões de energia nova, no entanto, tem-se observado que a oferta de energia tem sido cada vez mais “cara” e “suja”, ou seja, a maioria das usinas selecionadas foi de óleo combustível e diesel. Ao mesmo tempo, tem-se notado a falta de oferta de usinas de baixo custo de produção, como as usinas hidráulicas, em razão da dificuldade de se obter licenças ambientais e do alto custo de instalação [NORTON, 2009].

O objetivo desta dissertação é mostrar como funciona o leilão de energia nova para um empreendedor que pretende fornecer energia por meio de uma usina termelétrica. Com isso, este deverá identificar as variáveis do certame a serem observadas ao entrar no leilão. O investidor tem como finalidade obter o maior lucro possível, logo será visto como obter o lucro máximo, além de verificar o risco associado analisando como as variáveis do leilão podem apresentar riscos ao empreendedor, devido à incerteza associada a cada uma delas.

O principal parâmetro analisado será o Índice de Custo Benefício (ICB), responsável pelo ordenamento das usinas no leilão, sendo assim tomado como critério de modicidade tarifária e eficiência na seleção dos projetos de geração. De forma mais específica, será analisado como este índice seleciona os empreendimentos termelétricos pelo seu custo esperado para o sistema. Outro parâmetro observado será o Custo Marginal de Operação (CMO), que é uma estimativa do custo da energia no futuro e é de extrema importância para o empreendedor, uma vez que este valor serve de estimativa de quanto a usina irá gerar durante o período de contratação.

O trabalho mostrará uma estimativa de cálculo de lucro do empreendedor para cinco empreendimentos. Com este cálculo, serão variados alguns parâmetros de custo do empreendedor, para que este consiga obter o maior lucro possível, ou seja, quais os parâmetros devem ser declarados e como escolher a melhor estratégia. Finalmente será feita uma avaliação do retorno para cada um dos empreendimentos termelétricos, tendo em vista os riscos associados ao ICB selecionado e a incerteza do Custo Marginal de Operação (CMO).

A dissertação é formada por nove capítulos, incluindo esta introdução, que compõe o primeiro capítulo. O capítulo 2 trata, de forma geral, do Sistema Elétrico Brasileiro, dos preços de energia no mercado *spot* e do cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). No capítulo 3, é discutido o planejamento do sistema elétrico, mostrando a quantidade de diferentes tipos de geração devem ser construídos para minimizar o custo da energia elétrica. O capítulo 4 descreve como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os Contratos de Disponibilidade e os leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008, analisando, ao final, os resultados dos leilões. O capítulo 5 trata do Índice de Custo Benefício (ICB), seu significado e seus cálculos. No capítulo 6, é mostrada a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor termelétrico e o modo como este pode obter um maior retorno, a partir de modificações dos parâmetros declarados no leilão. O capítulo 7 avalia o modo como se comporta o lucro, as variações do preço da energia no mercado e do Índice de Custo Benefício (ICB). No Capítulo 8, é calculado o lucro esperado pelo empreendedor quando existir risco nas variáveis preço da energia no mercado e Índice de Custo Benefício (ICB). Por fim, o capítulo 9 tece as conclusões finais do trabalho.

2. SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é formado por dois tipos de sistemas: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e os Sistemas Isolados, estes localizados principalmente na região Norte. A maior parte da capacidade de geração e transmissão está no SIN. O SEB tem cerca de 104.816 MW instalados¹, sendo que 73,5% é de geração hidráulica e 26,14% de geração térmica [ANEEL, 2008].

A gestão do SEB é feita por agentes que atuam de forma direta, tanto na operação como na comercialização de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é a agência responsável pela regulação e fiscalização dos seus agentes. O Operador do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pelo despacho e operação do sistema de geração e transmissão de energia elétrica no SIN. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pelo registro dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação (livre e regulada), pela promoção de leilões de compra e de venda de energia elétrica, entre outros. 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 [CCEE, 2009] [EPE, 2009].

Nota-se que o sistema elétrico é formado pelo SIN e pelos sistemas isolados e, tendo em vista a falta de regulamentação destes, em julho de 2009 foi publicada a Medida Provisória 466, a qual produzirá efeitos a partir de sua publicação. Esta MP trata também de regras de comercialização dos sistemas isolados, art. 6º, que produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 2010. Antes desta regulamentação, os maiores sistemas isolados tinham seu planejamento, expansão, operação e comercialização feitos pela empresa pública Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A ANEEL é a principal agente do SEB, pois esta agência tem a obrigação de regular e fiscalizar o sistema com o objetivo de obter maior qualidade no serviço prestado e alcançar

¹ Potência que exclui a parte paraguaia da usina hidrelétrica de Itaipu.

tarifas razoáveis, de forma a garantir o equilíbrio econômico e, ainda, financeiro das empresas e a modicidade tarifária para o consumidor. Por outro lado, tendo como resultados dos estudos realizados pela EPE e por outras empresas do setor elétrico, parâmetros de confiabilidade e de modicidade tarifária, o Ministério de Minas e Energia (MME) estabelece limites para o sistema como, por exemplo, o nível de risco sistêmico, o preço mínimo e máximo da energia, a quantidade contratada de energia pelas empresas distribuidoras nos leilões de energia nova, entre outros.

Para obter modicidade tarifária para o consumidor, o despacho de energia elétrica feito pelo ONS deve ser feito com base nos limites ditados pela ANEEL e, ao mesmo tempo, deve buscar o menor custo para o sistema. O Brasil adota o método de despacho centralizado, o que significa que o ONS define a quantidade de energia que deve ser gerada. Esta ação busca reduzir o custo de energia para o consumidor final e também uma maior confiabilidade do sistema.

O despacho obedece à ordem de mérito dos custos marginais, ou seja, segue o Custo Marginal de Operação (CMO). Este valor reflete o custo, em reais, para se gerar 1 megawatt hora. Para as usinas hidrelétricas, o preço da energia para o sistema aparenta ser trivial, pois a água do reservatório não tem um preço estabelecido, desta forma o seu custo seria apenas da Operação e Manutenção da usina (O&M). O CMO para usinas hidráulicas, no entanto, depende, além dos valores de O&M (próximos a R\$ 10,00/MWh), do custo futuro da água, ou seja, da quantidade de água em seus reservatórios [MARTINS, 2008].

2.2. CUSTO DE OPORTUNIDADE

Na seção anterior foi abordado como o despacho do ONS leva em conta o custo da energia para o sistema, custo este representado pelo Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO também é utilizado para o planejamento do setor elétrico e representa o preço da energia. Será visto que o seu cálculo não é trivial e que deve ser feito com auxílio de um software desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), o NEWAVE, que utiliza os custos para gerar energia no presente com base no custo de oportunidade.

O despacho não pode ser feito visando apenas reduzir o custo presente da energia, ou seja, gerar com fontes baratas – hidrelétricas, por exemplo – no presente pode significar um grande aumento no preço da energia elétrica no futuro. Ao se utilizar energia de baixo custo hoje poderá haver escassez dessa energia e seu preço subir de forma descontrolada. O indicado seria utilizar as fontes de energia racionalmente. Pensando dessa forma, é possível formar uma árvore de decisões com algumas alternativas. A Figura 2.1 mostra esse processo:

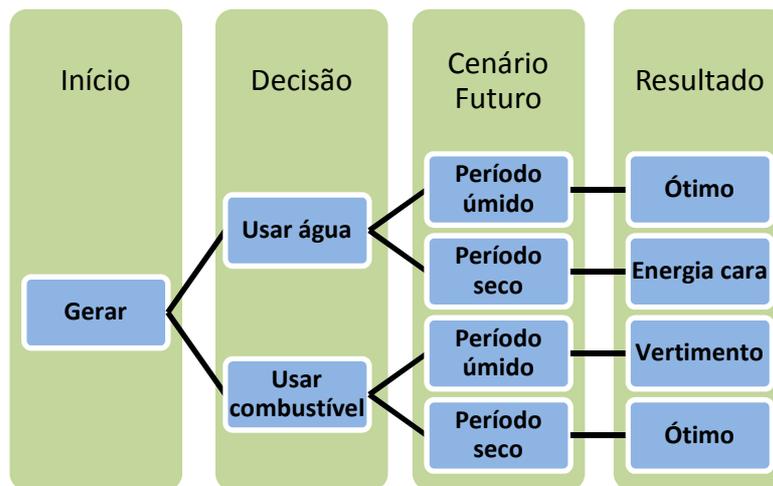


Figura 2.1 – Árvore de Decisão

É possível observar na Figura 2.1 que a decisão tomada no presente, aliada ao cenário futuro, leva a diversos resultados. Ao utilizar, por exemplo, geração térmica, ou seja, usar combustível, se o cenário futuro for de chuvas haverá excesso de água nos reservatórios e com isso um “desperdício de água” (vertimento). Por outro lado, se o cenário futuro for sem chuvas, a decisão de utilizar combustível foi a melhor escolha. A outra decisão possível é a de utilizar geração hidráulica – usar a água do reservatório –, se o cenário futuro for de seca haverá escassez de água, com isso será necessária geração térmica em excesso o que provocará aumento do custo da energia elétrica. Por sua vez, se o cenário futuro for de chuvas, a água utilizada hoje será reposta nos reservatórios e com isso a decisão tomada será ótima. Exatamente por isso que o valor da energia não se resume

apenas ao custo de se gerar energia hoje, como no caso de um sistema inteiramente térmico² [BEZERRA, 2006].

No sistema hidrotérmico, tem-se associado ao preço da energia o custo futuro da água – custo de oportunidade –, ou seja, quanto maior o risco de racionamento provocado, maior o valor da água. Se o valor da água é subestimado, observa-se que benefícios de curto prazo – menor preço para a energia – são trocados por custos de longo prazo – déficit no suprimento. De forma inversa, quando o valor da água é superestimado, custos de curto prazo – maior preço para a energia – são trocados por benefícios de longo prazo – minimização do risco de déficit [LOSEKANN, 2007].

2.3. MODELO NEWAVE

No parque gerador brasileiro encontram-se usinas térmicas e usinas hidráulicas. Como a maior parte são hidráulicas, pode-se pensar que ao despachá-las primeiro e, em seguida, completar o abastecimento com térmicas, teria-se um menor custo de energia. Os reservatórios, no entanto, não estão sempre cheios nem possuem água suficiente para abastecer o sistema durante todo o ano, além do fato de que a água dos reservatórios deve ser utilizada racionalmente³. Uma usina hidráulica deve manter o seu reservatório sempre acima da cota mínima para poder gerar. Utilizar a água até o limite do reservatório poderia deplecionar o uso desta energia, além de esgotar o reservatório. Dito de outro modo, o custo da energia no presente seria barato, mas o preço da energia no futuro seria extremamente caro, uma vez que não haveria água e a geração seria, na sua totalidade, térmica.

Para se compatibilizar a previsão das vazões, a previsão de carga, a geração e a transmissão, a fim de otimizar os recursos, é feito o planejamento da operação eletroenergética, tanto a longo prazo quanto a curto prazo, como uma programação diária. O

² Em um sistema formado apenas por usinas térmicas, o despacho é feito por ordem de mérito, isto significa que serão despachadas primeiro as usinas com menores custos ao sistema, até completar a energia necessária para abastecer o sistema.

³ Existem ainda outros fatores que contribuem para o uso racional da água dos reservatórios, como o abastecimento de água, navegação nos rios e cidades próximas ao reservatório.

ONS utiliza modelos matemáticos de cálculo para modelar o sistema, para reduzir o risco de crise no abastecimento, buscando as melhores soluções para as possibilidades de uso da água nos cenários atuais. Dessa forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é composto, entre outras atividades, das simulações computacionais de configurações futuras do sistema de energia elétrica. Com base nas condições hidrológicas, no preço dos combustíveis, na disponibilidade dos equipamentos do sistema, nas necessidades energéticas e elétricas futuras, na entrada de novos empreendimentos, etc. O modelo NEWAVE, produzido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), visa ao planejamento a longo prazo para definir os melhores despachos e obter os Custos Marginais de Operação (CMO) para cada mês. O CMO é utilizado para diversos fins, como, por exemplo, o cálculo do preço da energia no mercado *spot*, o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB), entre outros [EPE, 2008b].

Pelo fato das usinas hidrelétricas apresentarem uma grande interdependência, pois muitas delas apresentam ciclos hidrológicos e até reservatórios em comum, o NEWAVE trabalha com reservatórios equivalentes, ou seja, as usinas de cada subsistema são tratadas em conjunto. Além disso, o NEWAVE utiliza todos os registros das séries históricas para conseguir se aproximar de um cenário próximo ao real e prever com maior precisão as futuras vazões. Tendo em vista que o histórico se inicia apenas no ano de 1931, não há séries suficientes para se obter confiabilidade da estimativa. Pode-se depreender das séries históricas, como será o comportamento hidrológico do ano, isto é, onde vai chover e em que quantidade. Levando-se em conta que o universo de séries é muito maior que as registradas, não existem séries suficientes para representar com confiabilidade este universo. Dessa forma, foram criadas as séries sintéticas, com a finalidade de completar duas mil séries, número que foi considerado ideal para satisfazer o rigor estatístico [LIMA, 2006] [CCEE, 2009].

Existem ainda outros modelos que levam em conta o curto prazo e a programação diária. O modelo DECOMP é utilizado para programação a curto prazo, porém utiliza os resultados do NEWAVE e calcula os preços semanais da energia. Existe ainda o modelo DESSEM, utilizado para programação diária [EPE, 2009].

2.4. CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO E PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

O Custo Marginal de Operação (CMO) é um parâmetro calculado através do modelo NEWAVE. Ele representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Dentro desse contexto, aparece também o Custo Marginal de Expansão (CME), que também é um parâmetro essencial para o planejamento da expansão do sistema, pois o CME representa o custo da energia para atender uma carga adicional com a construção de uma nova usina. Para um sistema com escassez de fontes de energia, o preço do CMO será bastante maior que o CME, por outro lado, em um sistema com excesso de fontes de energia não há a necessidade da construção de novos empreendimentos, pois nesse cenário o CME será superior ao CMO [JUHAS, 2006].

Foi observado, na seção anterior, que o NEWAVE é um programa de otimização do sistema hidrotérmico que trabalha com reservatórios equivalentes, isto é, as usinas em cada subsistema são agregadas em grandes reservatórios “virtuais”. O programa DECOMP, da mesma forma que o NEWAVE, procura obter uma operação ótima do sistema, mas seu horizonte de tempo é mais curto, este programa também é utilizado na resolução do problema do planejamento e da operação no curto prazo. Este desagrega, para cada reservatório individual, as funções de custo futuro recebidas do NEWAVE na etapa anterior. Sua característica principal é o planejamento de curto prazo com discretização semanal no primeiro mês de estudo.

A partir dos resultados mensais gerados pelo NEWAVE, os resultados são discretizados para o primeiro mês por meio do DECOMP. Em seguida, define-se o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – ou preço *spot* – semanal, com base no CMO, que se situa em um intervalo de variação limitado definido anualmente pelo MME. Por exemplo, em 2008, o PLD ficou no intervalo de 15,59 a 569,59 R\$/MWh. Vale ressaltar que esses limites visam proteger as empresas, tanto geradoras como consumidoras de grandes variações do preço da energia, entretanto, para fim de despacho, são utilizados os preços reais da energia. Vale observar também que é possível que o CMO viole os valores do PLD, tanto máximo como mínimo [EPE, 2009].

O PLD semanal é utilizado apenas nas transações de curto prazo, sendo estas realizadas no mercado livre e no mercado cativo. Este é utilizado principalmente para punições e apenações aplicadas, por exemplo, às distribuidoras que subcontratam energia para abastecimento. Neste caso utiliza-se uma média ponderada⁴ anual do PLD.

O preço *spot* reflete o custo marginal da demanda, ou seja, a variação do custo de operação do sistema quando há um incremento da demanda, conceito já observado no CMO. Para o seu cálculo são utilizados os dois programas supracitados: o NEWAVE e o DECOMP. O valor do preço *spot*, calculado semanalmente, que pode ser dito como preço à vista da energia, não reflete um preço de mercado como acontece em um mercado de derivativos, por exemplo. O preço *spot* depende de uma série de fatores como a oferta e demanda de energia, a rede de transmissão disponível, a geração disponível, o nível dos reservatórios, o CMO [CCEE, 2009] [CASTRO, 2008].

Para fins de comercialização o SIN foi dividido em sub-regiões – Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul –, devido a razões históricas. Os submercados, mercados das sub-regiões, apresentam preços de energia diferentes, isto significa dizer que o preço no mercado à vista – preço *spot*⁵ – em cada submercado diferencia-se pelas restrições do sistema de transmissão, restrições elétricas. Em outras palavras, existe diferença no preço entre os submercados em função da diferença de carga e geração de energia – diferença entre oferta e demanda –, restrição das linhas que interligam os sistemas, etc.

⁴ A média será ponderada, pois haverá pesos para as diferentes sazonalidades.

⁵ O preço *spot* tem seus preços definidos com base nos custos marginais de curto prazo, ou seja, custos marginais de operação, obtidos por meio de uma cadeia de programas computacionais conhecidos como "modelos de otimização". Esses preços também são denominados Preços de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.5. GARANTIA FÍSICA

A Garantia Física⁶ é a quantidade máxima de energia que as usinas hidráulicas, as térmicas e os projetos de importação de energia podem comercializar em seus contratos de venda de energia. Isto é, a Garantia Física do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode ser definida como aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia pode então ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema [EPE, 2008a].

O objetivo do cálculo da Garantia Física é obter a igualdade entre o custo marginal de operação (CMO) médio anual e o custo marginal de expansão (CME), respeitando o limite de risco de déficit, cálculo este feito pela EPE. Para a simulação que leva ao valor da Garantia Física utiliza-se o modelo NEWAVE na versão para cálculo de Garantia Física.

A metodologia de cálculo da Garantia Física dos novos empreendimentos de geração que entrarão no SIN obedece ao seguinte procedimento:

- Determinação da oferta total de Garantia Física do SIN, com configuração estática ajustada para a igualdade do CMO médio anual com o Custo Marginal de Expansão (CME), admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou Garantia Física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as Usinas Hidráulicas (UHE) proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as Usinas Térmicas (UTE), limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina [EPE, 2009].

Observa-se que o cálculo da Garantia Física da usina não é um cálculo trivial, pois é feito com o software NEWAVE. Não é possível, por exemplo, que um empreendedor saiba

⁶ A Garantia Física também é conhecida por energia assegurada ou energia firme.

antecipadamente quanto será a sua Garantia Física antes que seja informado pelos órgãos reguladores. A Garantia Física é um importante dado no leilão de energia elétrica e, vale ressaltar, o seu valor pode ser diferente para instalações idênticas que declararem custos diferentes.

Foi mostrado que o cálculo da Garantia Física é feito através do software NEWAVE e os parâmetros utilizados para este cálculo não são disponibilizados. Sabe-se que esta é função da potência total, taxas de indisponibilidade (forçada e programada), custo variável da usina, entre outros. A Garantia Física é inversamente proporcional ao custo variável da usina. A fim de simplificar os cálculos, será utilizada como função que definirá a Garantia Física (GF) uma função de primeiro grau, obtida através de regressões lineares. Para Martins (2008, s. 5.1, p. 41), a Garantia Física pode ser representada como função do custo variável (CVU) e da disponibilidade (Disp), conforme expresso na Equação (2.1):

$$Garantia\ Física = (\hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 \times CVU) \times Disp \quad (2.1)$$

Na qual, os parâmetros da regressão assumem os valores dados pela Tabela 2.1:

Tabela 2.1 – Parâmetros da Regressão

Variável Dependente	GF / Disp
Custo Variável ($\hat{\beta}_1$)	-0,000668
Constante ($\hat{\beta}_0$)	0,964935
Coefficiente de Determinação (R^2)	0,84

Fonte: (Martins, 2008)

O coeficiente de determinação mostrado na Tabela 2.1 fornece uma informação auxiliar ao resultado obtido, que serve como parâmetro de verificação do modelo. Quanto mais próximo de uma unidade for este coeficiente mais adequado será o modelo. Desta forma nos cálculos utilizados nesse trabalho, Garantia Física será dada pela Equação (2.1), utilizando como parâmetros os dados da Tabela 2.1 [PETERNELLI, 2004].

3. EXPANSÃO DA GERAÇÃO

O capítulo anterior apresentou, de forma geral, o funcionamento do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), seus principais agentes e parâmetros utilizados no planejamento e operação do sistema como, por exemplo, o Custo Marginal de Operação (CMO). Será visto neste capítulo como é feito o planejamento da expansão da geração, e como é possível reduzir o custo da energia elétrica ao combinar diferentes tipos de fontes energéticas.

O SEB é formado principalmente por usinas hidráulicas e térmicas⁷, estas últimas utilizam diversos tipos de combustíveis. Para elas o custo da energia elétrica fornecida depende diretamente do valor de combustível utilizado. Para as usinas hidráulicas não existe combustível, a fonte de energia elétrica é a água armazenada no reservatório que impulsiona as turbinas. O custo da energia para as usinas hidráulicas depende então do custo de oportunidade, visto no capítulo anterior.

Em um sistema formado somente por usinas térmicas o preço da energia no mercado *spot* será proporcional ao preço da última usina despachada pelo operador do sistema. Supondo que um sistema seja composto por usinas térmicas com diferentes custos de operação, obviamente – tendo em vista reduzir o custo da energia para o consumidor –, a usina que apresenta o menor custo de operação será despachada primeiro. Em seguida será despachada a usina com o segundo menor custo de operação e assim sucessivamente. Dessa forma o preço da energia no mercado será o preço da última usina despachada.

As usinas térmicas, no entanto, apresentam dois custos distintos, os custos fixos e os custos variáveis. Os custos fixos são os custos do empreendimento com a instalação da planta, O&M fixos, remuneração do investimento, etc. Os custos variáveis são os custos para gerar energia elétrica, ou seja, custo com combustível, custos de O&M variáveis, etc. Dependendo do tipo de combustível e tecnologia adotada, uma usina térmica possuirá custos fixos e variáveis diversos. As usinas que possuem menores custos variáveis – grandes nucleares e movidas a carvão – têm custos fixos elevados, estas são chamadas de térmicas de base e são responsáveis pelo atendimento do sistema durante todo o ano, pelo seu baixo custo de operação. As plantas com elevados custos variáveis – óleo diesel e óleo

⁷ No SEB existem também usinas solares e eólicas.

combustível – possuem, por outro lado, baixo custo fixo, chamadas de térmica de ponta e são utilizadas apenas nos horários de ponta de carga, ou de carga pesada, pois seus custos de operação são elevados. Existem ainda usinas com custos fixos e variáveis intermediários, que operam nos horários de carga média e pesada [HUNT, 2002].

Ao planejar como será a operação do sistema, deve-se decidir a quantidade necessária de cada um dos tipos de usina – de base, de carga média e de ponta – para minimizar o custo da energia. Dependendo da curva de carga, haverá uma combinação dos diferentes tipos de tecnologia que trará benefício ao custo da energia para o sistema.

Será mostrado um exemplo no qual um sistema com uma curva de carga será abastecido por três usinas e, a partir dos custos, será possível estabelecer quanto estas usinas gerarão. A Tabela 3.1 apresenta dados de três usinas térmicas fictícias:

Tabela 3.1 – Dados das Usinas Térmicas

	Usina 1	Usina 2	Usina 3
Custo Fixo (R\$ mil/ano)	200,00	800,00	2.000,00
Custo Variável (R\$/kWh)	0,80	0,40	0,02

As Usinas 3, 2 e 1, mostradas na Tabela 3.1, correspondem à térmica de base, intermediária e de ponta, respectivamente. Supõe-se que estas três usinas operem em um sistema elétrico com a curva de carga mostrada na Figura 3.1:

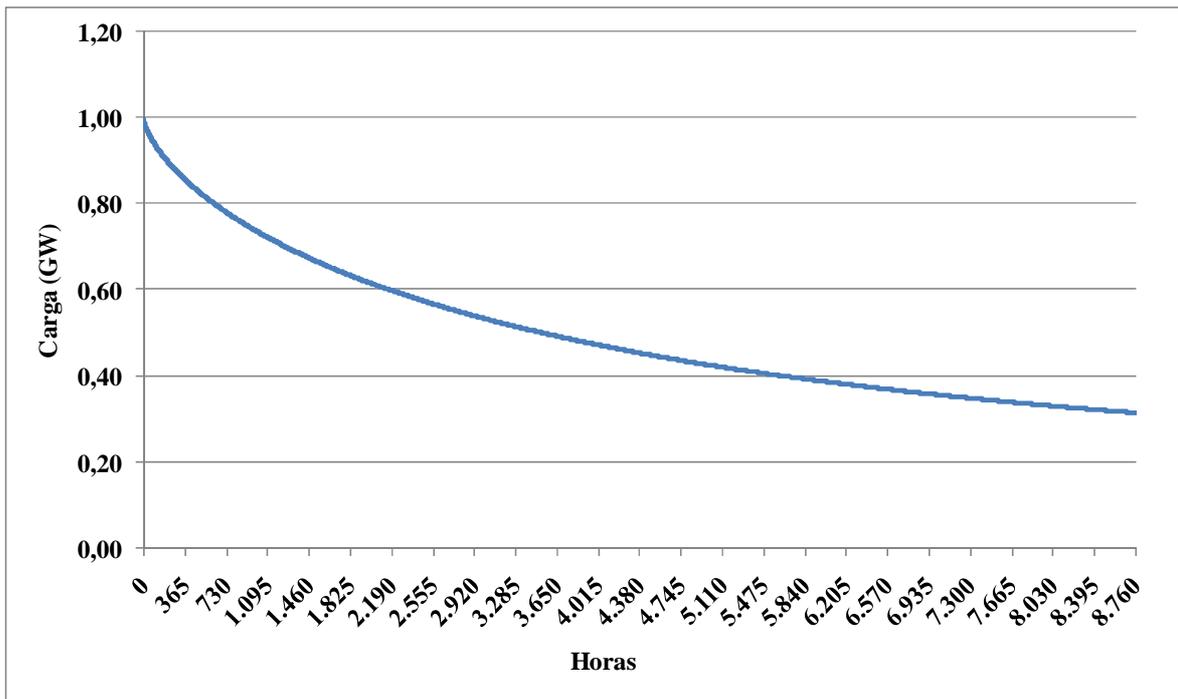


Figura 3.1 – Curva de Carga

A Figura 3.1 mostra a curva de carga do sistema durante um ano (8.760 horas). A carga varia de 0,30 a 1,00 GW.

As três usinas devem atender a carga descrita pela Figura 3.1, de forma que o custo seja o menor possível para o sistema. Com os dados mostrados na Tabela 3.1, é possível traçar os custos de cada usina para cada hora em operação, ou seja, para cada kWh gerado. Observe a Figura 3.2, com os custos totais de cada usina por hora em operação:

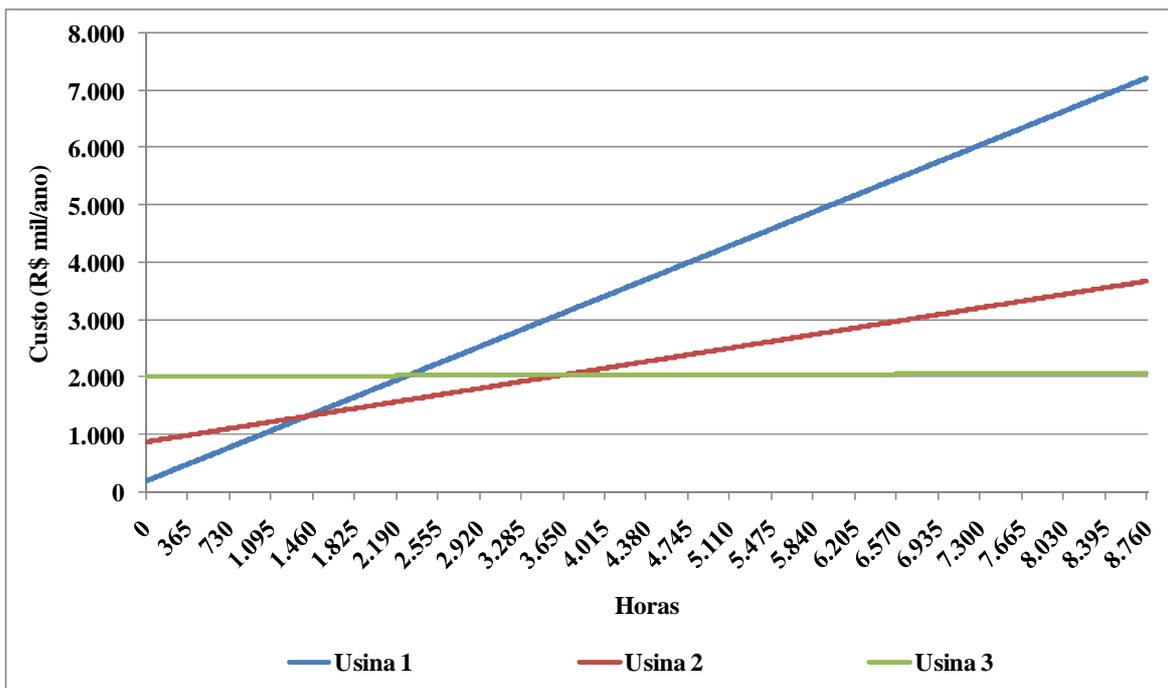


Figura 3.2 – Custo das Usinas por Hora de Operação

O gráfico da Figura 3.2 mostra que a Usina 1, que possui alto custo de operação, custa menos ao sistema se o seu tempo de operação for inferior a, aproximadamente, 1.400 horas. Em um período de operação entre 1.400 horas e 3.600 horas, a Usina 2 possui um menor custo para o sistema. A Usina 3, mesmo com seu baixo custo operacional, deve operar mais do que 3.600 horas para que seu custo para o sistema seja o menor dentre as três usinas, em razão do seu elevado custo fixo. Isso se deve ao fato de a Usina 1 ter um baixo custo fixo (custo de instalação), logo, esta custa menos para o sistema se não houver geração ou se tiver que gerar por pequenos períodos. Por outro lado, a Usina 3 possui um custo fixo elevado, dessa forma para que esta apresente benefícios para o sistema, ela deve gerar durante longos períodos.

Ao analisar a curva de carga da Figura 3.1, e os custos mostrados pela Figura 3.2, é possível estabelecer quanto cada usina gerará, considerando que o órgão regulador busque o menor custo para o sistema elétrico. Este despacho é mostrado na Figura 3.3:

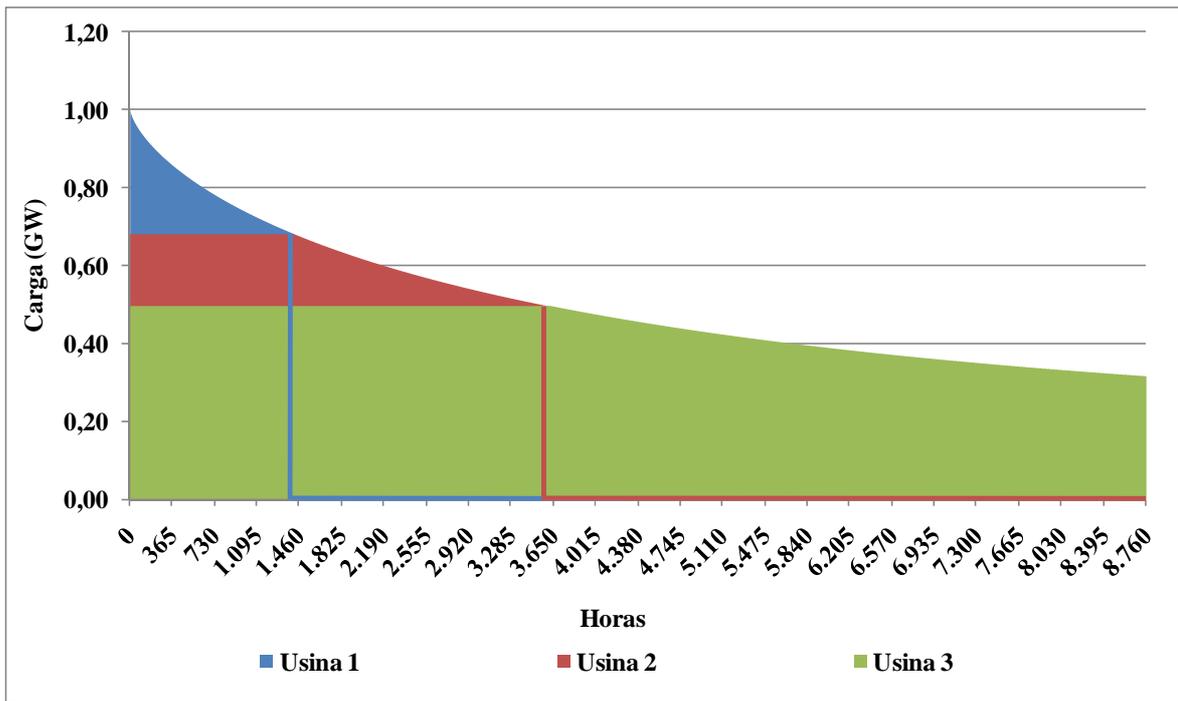


Figura 3.3 – Geração do Sistema Elétrico

A Figura 3.3 mostra como seria o despacho econômico do sistema elétrico com base nos custos de cada usina. A Usina 3 deve operar todas as horas do ano, esta usina passa a ter o menor custo para o sistema quando opera acima de 3.600 horas, portanto, deverá gerar a sua capacidade máxima após este período. A Usina 2, deve gerar mais que 1.400 horas e menos que 3.600 para que seu custo seja inferior às demais, desta forma gerará a capacidade máxima neste período. A Usina 1, para que seu custo seja o menor dentre as usinas, deve gerar menos de 1.400 horas, por isso, esta usina só gerará nos períodos de ponta, e gerará a sua capacidade máxima.

É possível fazer a comparação dos pontos de cruzamento das curvas da Figura 3.2 e as gerações observadas pela Figura 3.3. A Figura 3.4 traz as comparações:

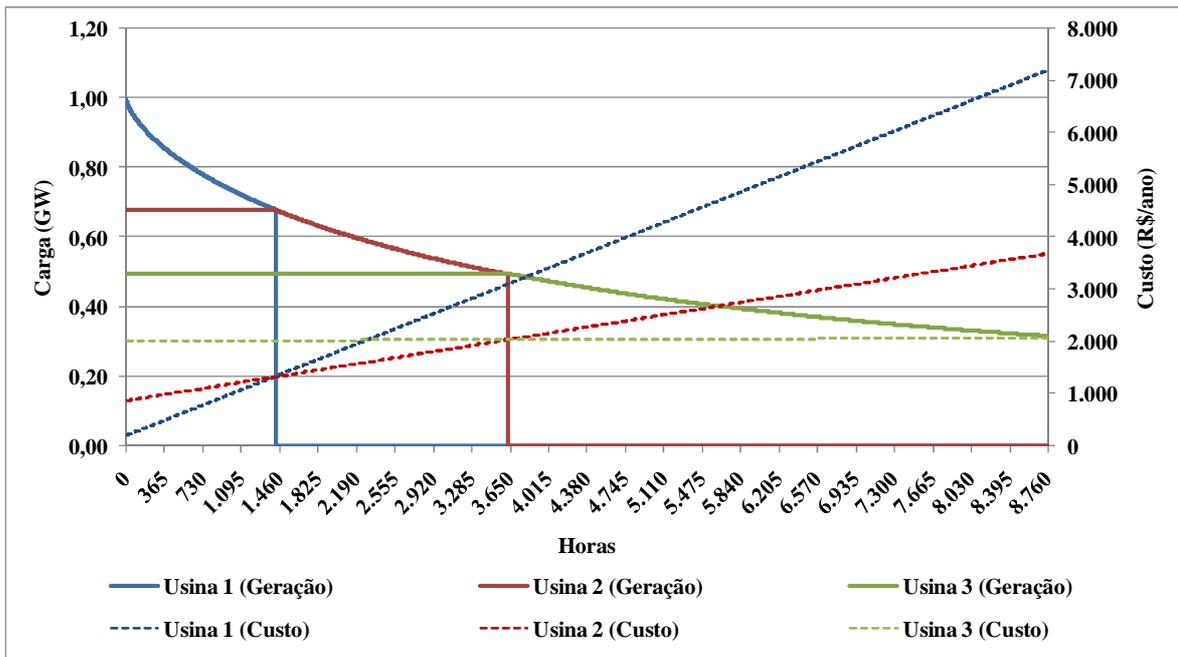


Figura 3.4 – Geração e Custos das Usinas

A Figura 3.4 faz a comparação entre custos mostrados na Figura 3.2 e da geração das usinas mostradas pela Figura 3.3. Com este gráfico ficam evidentes os pontos de cruzamento dos custos e como cada usina gerará na curva de carga.

O exemplo mostrou como três usinas de tecnologias diversas gerariam de acordo com os seus custos fixos e variáveis. É possível, no entanto, supor que o exemplo considerasse que em vez de três usinas, cada uma das usinas corresponderia a um conjunto de usinas, e que o preço de cada uma, correspondesse ao custo médio destas. Em outras palavras, seria possível agrupar usinas de custos próximos e ajustar a demanda de cada grupo pelo custo médio do grupo. Com isso se chegaria ao mesmo resultado do exemplo.

Este exemplo mostrou que no planejamento do sistema, o excesso de usinas de baixo custo de operação, nem sempre reduz o custo global do sistema, pois estas apresentam elevado custo de instalação. É necessário que haja diversidade de tipos de usina para que o custo da energia elétrica para o consumidor final seja a menor possível.

4. LEILÕES DE ENERGIA

Com a edição da Lei 10.848, de 2004, e do Decreto 5.163, de 2004, passou-se a exigir das empresas de distribuição a garantia do total atendimento do seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio de licitação, na modalidade leilão. Esse tipo de contratação tem o objetivo de garantir que a expansão terá a participação dos empreendimentos mais competitivos, ou seja, aqueles que têm o menor custo para o sistema e, com isso, proporcionar a modicidade tarifária. À Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no § 11 do art. 2º da Lei 10.848/2004 [CCEE, 2009].

No período que antecede o leilão, as empresas de distribuição devem declarar aos órgãos regulatórios as suas demandas previstas, e com isso será contratada no leilão energia suficiente para suprir a necessidade das distribuidoras. Os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem o menor preço por megawatt hora e iniciarão seu abastecimento 1, 3 ou 5 anos após a realização do certame – leilões A-1, A-3, A-5. Os leilões A-3 e A-5 são conhecidos como leilões de energia nova, nos quais as usinas geradoras não foram construídas e, por outro lado, o leilão A-1 conta com a presença de empreendimentos já existentes.

Em síntese, o leilão de energia existente tem como objetivo a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos construídos e o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras. Já o leilão de energia nova tem por objetivo atender às necessidades de mercado das distribuidoras, mediante a venda de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração.

Ainda existem os leilões de ajuste e de reserva, o primeiro tem o objetivo de complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1%⁸; o segundo objetiva a venda de energia destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional

⁸ No ano de 2009, foi ajustado o limite de 5% da carga total contratada [CCEE, 2009].

(SIN), proveniente de usinas especialmente contratadas para esse fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes [CCEE, 2009].

4.1. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

No atual modelo do setor elétrico, a comercialização de energia elétrica acontece em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, a negociação ocorre livremente entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica) e os acordos são firmados por meio de contratos bilaterais. No ACR, a contratação é formalizada pelos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e são feitos pelos agentes participantes dos leilões de energia [CCEE, 2009].

Os CCEAR são contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor vencedor do leilão e todos os agentes de distribuição. Esses contratos apresentam prazos de duração que se diferenciam de acordo com a fonte de energia e o tipo de leilão realizado. Para os leilões de energia existente, os CCEAR têm no mínimo cinco anos para usinas termelétricas e no máximo quinze anos para as usinas hidrelétricas. Já para os leilões de energia nova os prazos são superiores, sendo de quinze anos para as usinas termelétricas e de trinta anos para as usinas hidrelétricas [CCEE, 2009].

Existem duas modalidades de CCEAR, os Contratos de Quantidade de Energia e os Contratos de Disponibilidade de Energia. Os Contratos de Quantidade são aqueles nos quais os riscos hidrológicos são assumidos integralmente pelos vendedores (geradores). Neste caso, cabe aos geradores arcarem com os custos referentes ao fornecimento de energia contratada. Os riscos financeiros são relativos à diferença entre os preços da energia dos submercados. Para o Contrato de Disponibilidade, os benefícios e o ônus da variação de produção em relação à Garantia Física são repassados aos consumidores regulados. Dentro do objetivo do trabalho, no qual será analisado o elevado número de usinas térmicas nos leilões de energia nova, será observado como funciona o contrato de disponibilidade, tendo em vista a contratação das usinas térmicas [CCEE, 2009].

4.1.1. Contrato de Disponibilidade

A venda de energia no Leilão de Energia Nova é realizada utilizando contratos futuros de energia, que serão celebrados entre os distribuidores – *pool* de compradores – e cada um dos empreendimentos vencedores do leilão. Os contratos estabelecidos estipulam os parâmetros de remuneração, no caso de um empreendimento termelétrico, será firmado um Contrato de Disponibilidade [MARTINS, 2008].

Dessa forma no Contrato de Disponibilidade, as usinas geradoras são pagas de acordo com a Garantia Física, a termelétrica, ao assinar o contrato de disponibilidade, garante que estará pronta para gerar a totalidade de sua energia, toda vez que o sistema despachá-la. Por isso, para este tipo de contrato os riscos, ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados. Uma vez que o distribuidor terá que comprar energia no mercado à vista, toda vez que o preço da energia da usina contratada for superior ao do mercado [CCEE, 2009].

Um empreendedor termelétrico pode, no entanto, optar por atender simultaneamente ao mercado livre de energia, assim como ao mercado regulado. Se este for o caso, tudo procede como se a usina principal estivesse subdividida em duas usinas secundárias. O empreendedor declara a fração da usina comprometida com o mercado regulado e, a partir disso, calcula a energia assegurada disponível para comercialização nos leilões de energia nova. A outra fração da usina pode comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) da forma como bem entender o empreendedor [MARTINS, 2008] [CCEE, 2009].

4.2. LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Será tratado de forma mais detalhada neste trabalho a modalidade de leilão de energia nova. Essa modalidade permite a contratação de energia a longo prazo, uma vez que a energia elétrica contratada será, em regra, gerada por empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada. Os leilões de energia nova são realizados anualmente e subdividem-se em duas categorias⁹: os leilões do tipo A-3 e os leilões do tipo A-5¹⁰. Para o primeiro, o início da operação da usina será três anos após a realização do leilão, para o outro será cinco anos após.

Além de apresentarem duas categorias, A-3 e A-5, os leilões de energia nova se diferenciam pelos seus contratos, conforme explicado na seção anterior, com as modalidades de Contratação de Quantidade para usinas hidráulicas e de Disponibilidade para usinas térmicas. Vale ressaltar, como forma de diversificar a matriz energética o Ministério de Minas de Energia (MME) define a participação mínima de geração térmica nos leilões.

4.2.1. 1º Leilão de Energia Nova A-5/2005

No dia 16 de dezembro de 2005, ocorreu o 1º Leilão de Energia Nova, de acordo com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico. Esse leilão foi utilizado como ajuste do procedimento anterior ao novo modelo, no qual as distribuidoras devem contratar sua demanda com antecedência de 3 ou 5 anos. Os resultados do leilão são mostrados pela Tabela 4.1:

⁹ Ambos realizados anualmente.

¹⁰ No qual “A” é o ano de início de operação da usina, se diz que o leilão é A-5 (lê-se “A” menos cinco) é realizado 5 anos antes da operação. O início da operação será no primeiro dia do ano, ou seja, para um leilão realizado em 2009, a operação da usina se dará no dia 1º de janeiro de 2014.

Tabela 4.1 – Resultado do Leilão A-5/2005

Quantidade de empreendimentos	49
Quantidade de novos empreendimentos	20 (11 hidráulicas e 9 térmicas)
Volume em MW médios	3.286,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.006 (30,6%)
Volume Térmico em MW médios	2.278 (69,4%)
Volume Financeiro em R\$ bilhões	68,4
Demanda das distribuidoras atendidas	98,8% (2008), 95,5% (2009) e 100% (2010)

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma comparativa, esse leilão realizou contratação de energia para três anos (2008, 2009 e 2010), ou seja, em um só leilão A-5 aconteceram leilões A-3, A-4 e A-5. Dessa forma, a demanda de mercado de energia projetada pelas empresas de distribuição para o ano de 2010 foi atendida com o leilão. Para os anos de 2008 e 2009 a demanda foi regulada pelos leilões de ajuste. O volume financeiro se refere à movimentação financeira resultante dos contratos de compra e venda de energia.

Pode-se observar na Tabela 4.1 que dos 49 empreendimentos participantes, apenas 20 foram novos, isso se deve ao fato do 1º Leilão de Energia Nova ter servido como primeiro ajuste da demanda para os anos de 2008 a 2010.

Os preços médios negociados pelos empreendedores são mostrados na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Preços Médios Negociados A-5/2005

Ano	Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
2008	106,95	132,26
2009	113,89	129,26
2010	114,83	121,81

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.2. 2º Leilão de Energia Nova A-3/2006

O 2º Leilão de Energia Nova foi realizado no dia 30 de junho de 2006. Este contou com a presença de 31 empreendimentos, nos quais 15 deles foram empreendimentos hidrelétricos e 16 termelétricos. Desse total, 18 são novos empreendimentos (7 Pequenas Centrais

Hidrelétricas e 11 Usinas Termelétricas – 3 de biomassa e 8 de óleo combustível). A energia vendida nesse leilão serviu para atender a demanda a partir de 2009. A Tabela 4.3 mostra os resultados do leilão:

Tabela 4.3 – Resultado do Leilão A-3/2006

Quantidade de empreendimentos	31
Quantidade de novos empreendimentos	18 (7 hidráulicas e 11 térmicas)
Volume em MW médios	1.682,00
Volume Hidráulico em MW médios	1.028 (61,1%)
Volume Térmico em MW médios	654 (38,9%)
Volume em R\$ bilhões	45,6
Demanda das distribuidoras atendidas	104,08%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

É possível observar na Tabela 4.3 que, nesse leilão, a demanda informada pelas empresas distribuidoras, de 1.616 MW médios, foi superada pelos 1.682 MW médios negociados. Como no 1º Leilão de Energia Nova, este leilão também contou com empreendimentos que ainda não iniciaram sua construção, 18 usinas, e outros que já estavam em fase de construção, 13 usinas. Assim, ajustaram-se as usinas ao novo modelo, de modo que os próximos leilões contaram apenas com a presença de usinas que não iniciaram sua construção.

Os preços médios de venda por tipo de fonte, em R\$/MWh, são mostrados na Tabela 4.4:

Tabela 4.4 – Preços Médios Negociados A-3/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
129,64	126,77	132,39

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.3. 3º Leilão de Energia Nova A-5/2006

O 3º Leilão de Energia Nova, A-5/2006, foi realizado no dia 10 de outubro de 2006, momento em que os contratos de compra e venda de energia corresponderão ao atendimento do ano de 2011. O resultado do leilão é mostrado na Tabela 4.5:

Tabela 4.5 – Resultado do Leilão A-5/2006

Quantidade de empreendimentos	38 (17 hidráulicas e 21 térmicas)
Volume em MW médios	1.104,00
Volume Hidráulico em MW médios	569 (51,5%)
Volume Térmico em MW médios	535 (48,5%)
Volume em R\$ bilhões	27,75
Demanda das distribuidoras atendidas	99,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Nesse leilão pode-se observar, pela Tabela 4.5, que a demanda das distribuidoras não foi de 100%, isto é, não houve total atendimento do mercado estimado por estas. Da carga estimada, correspondente a 1.243 MW médios, foi contratado no leilão o valor de 1.104 MW médios. Da mesma forma como no leilão A-5 anterior, a maioria da energia vendida foi de fonte hidrelétrica. Os preços médios negociados são mostrados na Tabela 4.6:

Tabela 4.6 – Preços Médios Negociados A-5/2006

Preço Médio Final	Preço Médio Hidrelétricas	Termelétricas
(R\$/MWh)	(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
128,90	120,86	137,44

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.4. 4º Leilão de Energia Nova A-3/2007

No dia 26 de julho de 2007, foi realizado o 4º Leilão de Energia Nova, A-3/2007, responsável pela contratação de 1.304 MW médios, equivalente a um aumento de 1.781,8 MW de potência, que atenderá o sistema a partir de 2010. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.7:

Tabela 4.7 – Resultado do Leilão A-3/2007

Quantidade de empreendimentos	12
Volume em MW médios	1.304,00
Volume em R\$ bilhões	23,09
Demanda das distribuidoras atendidas	101,8%
Preço médio negociado em R\$/MWh	134,67

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

De forma diferente do leilão anterior, a energia total negociada ultrapassou a demanda projetada pelas empresas distribuidoras, totalizando um atendimento de 101,8%¹¹ do mercado de distribuição. Além disso, não houve nesse leilão contratação de usinas hidráulicas, ou seja, dos 12 empreendimentos contratados, todas foram termelétricas movidas a óleo combustível, o que implicou em um preço médio único. Pôde-se observar, ainda, um aumento do preço do MWh, em relação aos leilões anteriores. Esses fatores serão comentados mais à frente.

4.2.5. 5º Leilão de Energia Nova A-5/2007

O 5º Leilão de Energia Nova, A-5/2007, foi realizado pelo Governo Federal no dia 16 de outubro de 2007. Promoveu-se a contratação para o suprimento do mercado brasileiro a partir do ano de 2012. Mais uma vez o volume contratado superou a demanda prevista pelas empresas de distribuição. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.8:

Tabela 4.8 – Resultado do Leilão A-5/2007

Quantidade de empreendimentos	10 (5 hidráulicas e 5 térmicas)
Volume em MW médios	2.312,00
Volume Hidráulico em MW médios	715 (30,9%)
Volume Térmico em MW médios	1.597 (69,1%)
Volume em R\$ bilhões	51,24
Demanda das distribuidoras atendidas	110%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Vale destacar a redução do montante de energia hidrelétrica contratada neste leilão, 715 MW médios contra 1.597 MW médios de energia termelétrica. O preço mostrado na Tabela 4.9, a seguir, ficou bem abaixo do preço teto, de R\$ 141,00/MWh. Isto pode ser justificado pela presença de empreendimentos hidrelétricos e de usinas térmicas a gás. Observe a Tabela 4.9:

¹¹ As distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Este limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores.

Tabela 4.9 – Preços Médios Negociados A-5/2007

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
128,33	129,14	128,37

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.2.6. 6° Leilão de Energia Nova A-3/2008

O 6° Leilão de Energia Nova, A-3/2008, realizado dia 17 de setembro, pelo Governo Federal, contratou energia a ser entregue em 2011. Novamente foi vista uma contratação de energia além da carga prevista pelas distribuidoras. Isso sem considerar o leilão de reserva realizado em agosto. A oferta de energia prevista para entrar no SIN até 2011 é mais que suficiente para atender aos mercados regulados (consumidores ligados às empresas distribuidoras) e livres (grandes consumidores). Observe o resultado do leilão na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 – Resultado do Leilão A-3/2008

Quantidade de empreendimentos	10
Volume em MW médios	1.076,00
Volume em R\$ bilhões	18,17
Demanda das distribuidoras atendidas	111%
Preço Médio Final em R\$/MWh	128,42

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Observando a Tabela 4.10, vê-se novamente – da mesma forma como o leilão A-3/2007 – a presença de apenas contratações de empreendimentos termelétricos, com o preço médio único e igual a R\$ 128,42/MWh.

Outro aspecto observado foi a mudança da metodologia de cálculo da Garantia Física de usinas termelétricas a óleo combustível, o que veio a causar uma redução da quantidade de energia vendida por usinas que utilizam este tipo de combustível [MACHADO, 2008].

4.2.7. 7º Leilão de Energia Nova A-5/2008

O Leilão de Energia Nova A-5/2008 foi realizado no dia 30 de setembro, pelo Governo Federal, para a contratação de energia no Sistema Elétrico Brasileiro a partir de 2013. Este contou com a contratação de 24 empreendimentos, nos quais apenas um foi hidrelétrico. Observe o resultado do leilão na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Resultado do Leilão A-5/2008

Quantidade de empreendimentos	24 (1 hidráulicas e 23 térmicas)
Volume em MW médios	3.125,00
Volume Hidráulico em MW médios	121 (3,9%)
Volume Térmico em MW médios	3.004 (96,1%)
Volume em R\$ bilhões	60,5
Demanda das distribuidoras atendidas	104,6%

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

Foram contratados 3.125 MW médios – sendo que 3.004 MW médios de fontes termelétricas e 121 MW médios de fontes hidrelétricas – que, em capacidade instalada, foi equivalente ao montante de 5.566 MW.

O único empreendimento hidrelétrico foi a concessão da usina hidrelétrica de Baixo Iguaçu, no Paraná, com potência de 350 MW. A Tabela 4.12 traz os preços médios contratados, no qual o preço médio das hidrelétricas corresponde ao preço da energia da hidrelétrica do Baixo Iguaçu:

Tabela 4.12 – Preços Médios Negociados A-5/2008

Preço Médio Final (R\$/MWh)	Preço Médio Hidrelétricas (R\$/MWh)	Termelétricas (R\$/MWh)
141,78	98,98	145,23

Fonte: EPE (www.epe.gov.br) 2009

4.3. ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIA NOVA

Nos leilões de energia nova, o critério da menor tarifa é utilizado para ordenar as usinas no certame. Serão vencedores os agentes que ofertarem energia elétrica ao menor preço até atender a demanda prevista pelas distribuidoras de energia elétrica. Os contratos de compra e venda de energia elétrica são então celebrados entre os vencedores e as distribuidoras na proporção da energia declarada por cada um delas [SOARES, 2008].

Outro aspecto dos leilões é que acontecem no terceiro ou quinto ano anterior ao ano de suprimento, leilões A-3 e A-5 respectivamente. Essa diferença implica em diferentes tipos de usinas que concorrem durante os leilões. As usinas hidrelétricas e as termelétricas a carvão possuem um tempo maior de investimento e construção, entretanto, as usinas termelétricas a gás natural, biomassa e óleo combustível possuem um menor tempo de construção.

Foi observado que no 1º Leilão de Energia Nova, A-5, ainda que com objetivo de garantir a demanda para 2010, pois foi um leilão A-5, foram também negociados contratos para 2008 e 2009, correspondendo então a leilões A-3 e A-4 respectivamente, para ajustar a demanda ao novo sistema. Para análise dos leilões serão utilizado apenas os leilões para suprimento 3 e 5 anos após o leilão¹², ou seja, apenas os leilões A-3 e A-5.

É possível observar, de acordo com a Figura 4.1, o número de usinas térmicas e hidráulicas que participaram dos leilões A-5 e a quantidade de energia, em MW médios, contratada:

¹² Isso significa que o 1º Leilão de Energia Nova será considerado como um leilão A-3 e A-5, sendo então excluídos os empreendimentos contratados para o ano de 2009, A-4.

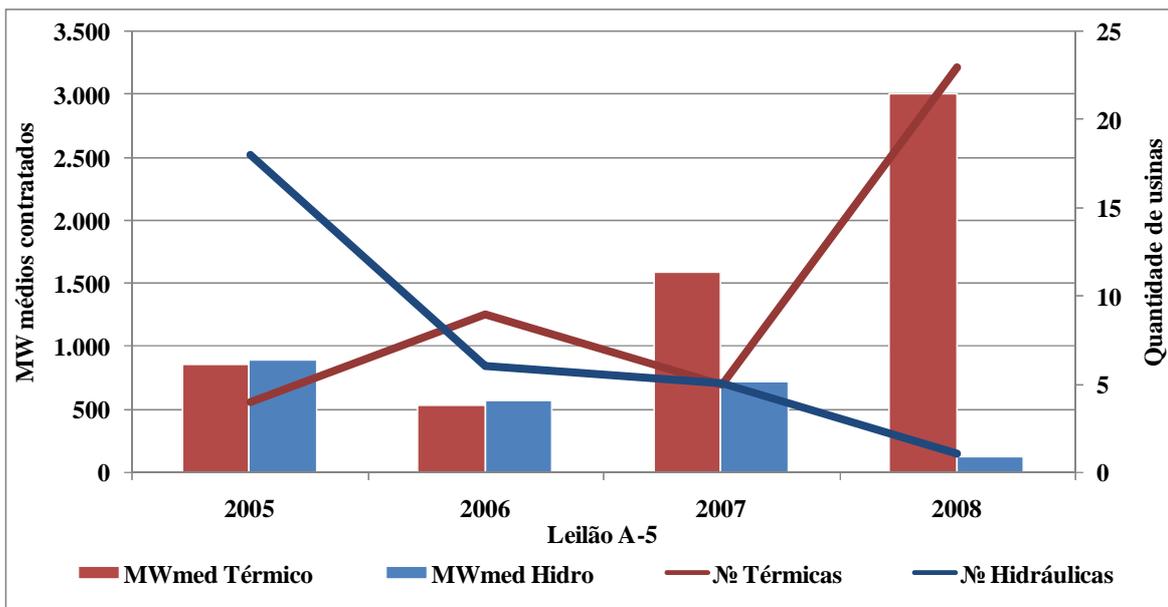


Figura 4.1 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Na Figura 4.1, vê-se que a quantidade de usinas hidráulicas e também a quantidade de energia gerada está reduzindo com o tempo. Por outro lado, as usinas térmicas mostram-se cada vez mais presentes, mesmo com o alto custo de sua energia para o Sistema Interligado Brasileiro (SIN).

Pode-se observar pela Figura 4.2, a mesma análise feita da quantidade de usinas e MW médios contratados nos leilões A-5 para os leilões A-3:

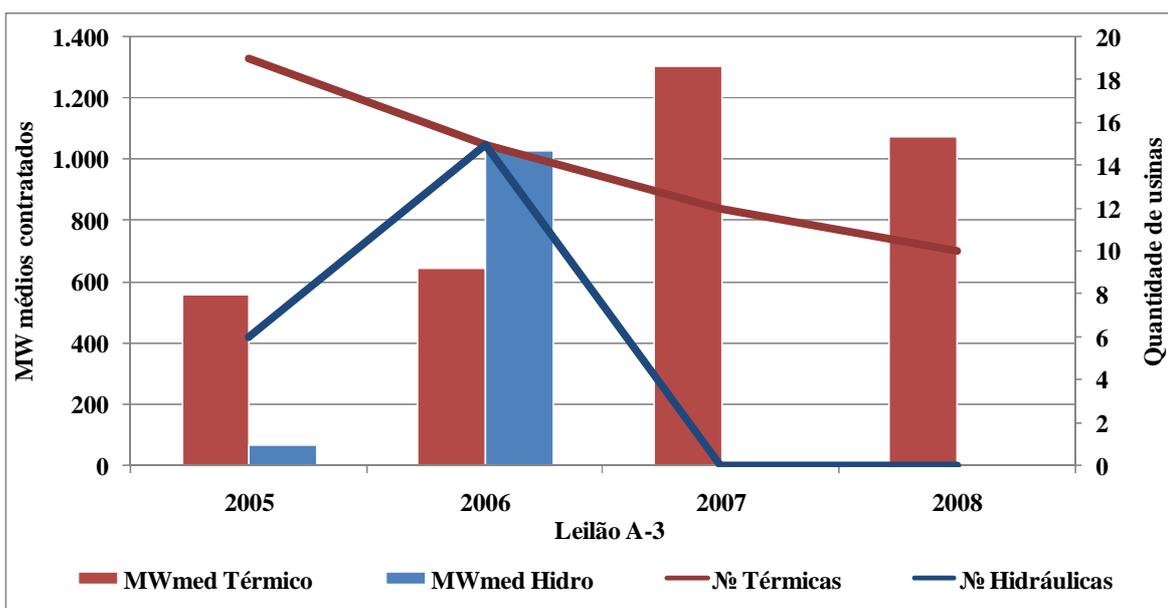


Figura 4.2 – Quantidade de Usinas e MW Médios

Nos leilões mostrados na Figura 4.2 observa-se, ainda, redução da geração hidráulica. Essa redução se mostra mais clara nos dois últimos leilões A-3, nos quais não houve a contratação de usinas hidráulicas. Outra característica do leilão A-3 é quantidade inferior de energia, em MW médios, negociada no último leilão, de 2008, em oposição ao leilão de 2007, pois neste último a quantidade de energia contratada foi muito próxima em ambos os leilões, A-3 e A-5. Era esperado que esses leilões tivessem uma quantidade energia contratada inferior, pois nestes haveria apenas ajustes da demanda prevista pelas distribuidoras.

Observando agora o comportamento do preço da energia dos leilões, pode-se ter uma ideia dos efeitos do leilão nos preços da energia que será oferecida ao consumidor. Para esta análise observe a Figura 4.3, a seguir, que mostra a evolução do preço da energia contratada das usinas hidráulicas:

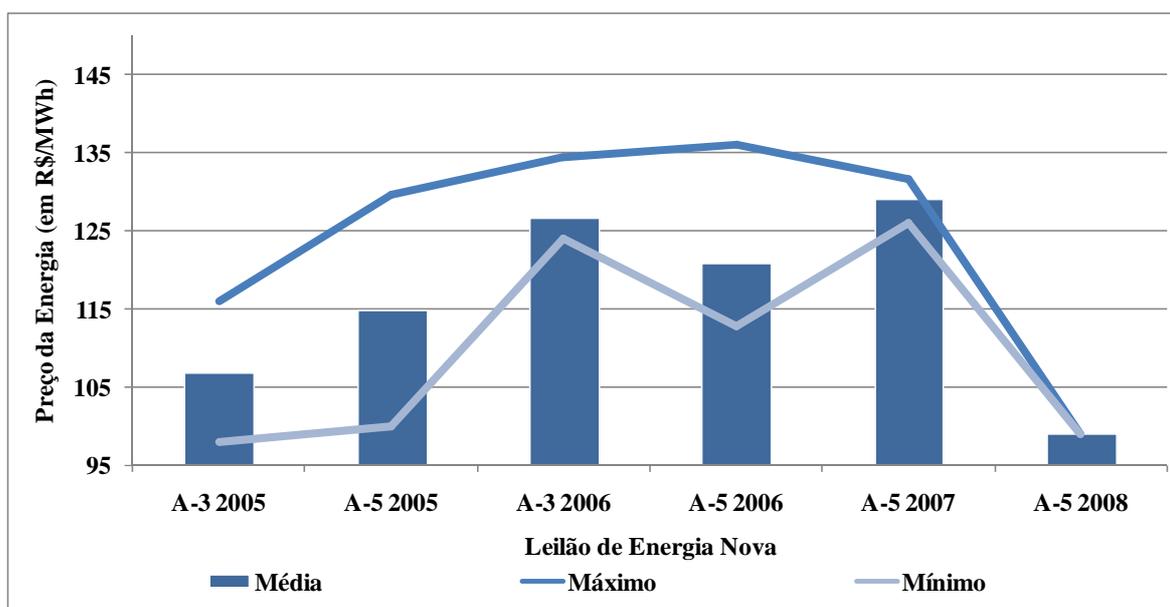


Figura 4.3 – Evolução do Preço das Usinas Hidráulicas

O que pode ser verificado na Figura 4.3 é que as usinas hidráulicas possuem grande diversidade de preços, basta observar a relação da média com os valores máximos e mínimos. No último leilão mostrado, A-5/2008, houve apenas a contratação de uma usina hidráulica. Nos leilões A-3 de 2007 e 2008, como demonstrado na Figura 4.2, não houve

contratação de usinas hidráulicas. Isso leva a crer que a matriz energética tende a ficar mais poluente com o aumento de usinas térmicas no SIN.

A Figura 4.4, a seguir, traz a evolução do preço das usinas térmicas, cujo preço de venda é o Índice de Custo Benefício (ICB), que será visto com mais detalhes no próximo capítulo:

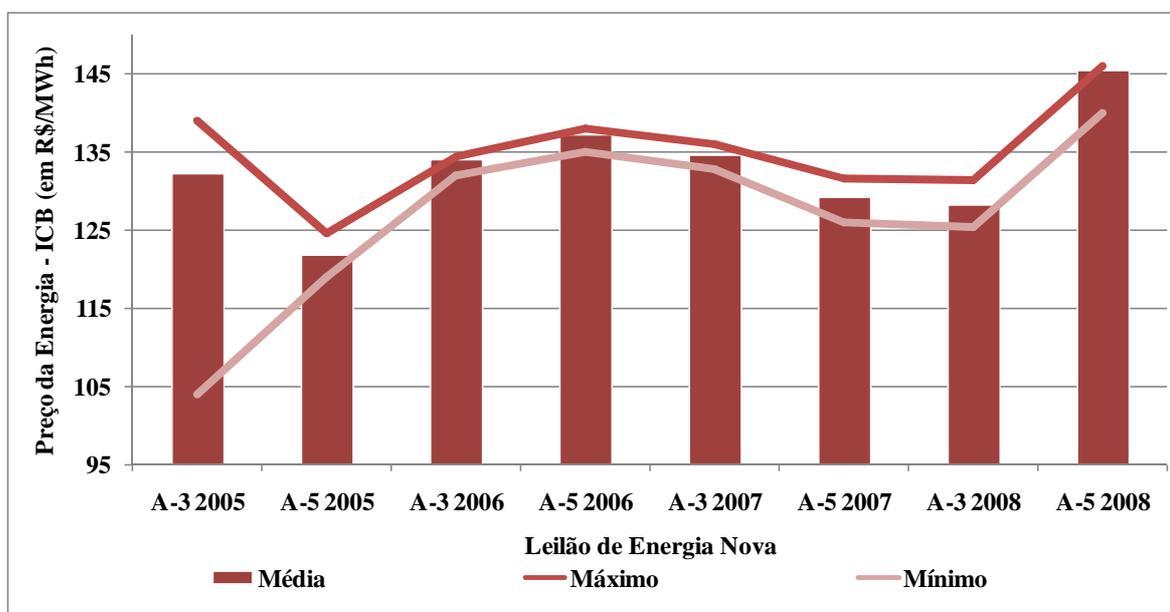


Figura 4.4 – Evolução do Preço das Usinas Térmicas

Ao comparar a Figura 4.4 à Figura 4.3, pode-se notar diferenças entre as usinas térmicas e as hidráulicas. Para as usinas térmicas, o preço de venda – ICB – não varia muito em relação à sua média. Isso se deve a uma série de fatores. Um deles é o procedimento do leilão, em que é dada a oportunidade ao empreendedor para reduzir o seu custo e, por conseguinte, reduzir o ICB até um valor competitivo. Outro fator é a alta competitividade entre os empreendedores, em sua grande maioria são empresas privadas. A única exceção ocorreu com o 1º Leilão de Energia Nova, o qual teve grandes distorções que podem ter sido causadas pela primeira experiência dos empreendedores neste tipo de leilão.

Ainda na Figura 4.4, vê-se uma alteração no preço médio no último leilão, 7º Leilão de Energia Nova, no qual se nota um aumento considerável do preço de venda. Pode-se atribuir esse aumento à grande quantidade de energia requisitada pelos distribuidores e ao pequeno número de usinas hidrelétricas.

De uma forma geral, foi construído o gráfico da Figura 4.5, que apresenta a média de preços de cada leilão (considerando o 1º Leilão de Energia Nova como leilão A-3 e A-5) para todas as fontes geradoras:

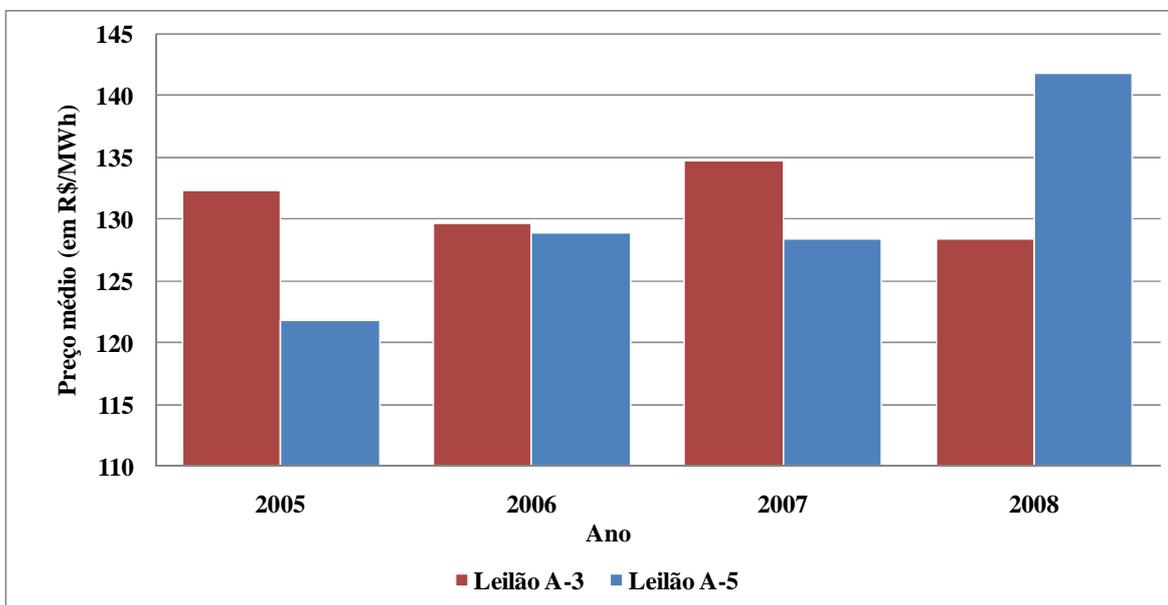


Figura 4.5 – Média dos Preços nos Leilões de Energia Nova

É possível observar na Figura 4.5 a evolução dos preços médios das usinas vencedoras dos leilões de energia nova. Verifica-se que os preços médios da energia nos Leilões A-3 não variam como no A-5, isso se deve ao fato dos Leilões A-5 contratarem uma maior quantidade de energia e à tímida presença de usinas hidráulicas em alguns dos leilões. As consequências disso são: a seleção de uma quantidade superior de usinas termelétricas e a elevação do preço médio da energia. Esse fato pode ser verificado no último leilão, A-5/2008, momento em que é possível observar uma distorção do preço médio de venda em relação aos demais leilões.

Com base nos resultados mostrados, verificou-se que nos leilões de energia nova está havendo uma grande contratação de empreendimentos termelétricos, o que vem a causar um aumento do preço da energia. Para entender os preços da energia das usinas térmicas, será estudado o ICB e se esse preço reflete os verdadeiros custos da energia para as empresas distribuidoras de energia.

5. ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO – ICB

O capítulo anterior mostrou como é feita a contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e, mais detalhadamente, o Leilão de Energia Nova, que conta com a participação de empreendimentos que iniciarão sua operação três ou cinco anos após o ano de realização do leilão. Para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica é utilizado o Índice de Custo Benefício (ICB), que representa o custo estimado da usina térmica para o sistema durante os 15 anos de contratação. Para usinas termelétricas, essa contratação deverá ser celebrada por meio de Contratos de Disponibilidade.

Como já observado, antes do leilão, o empreendimento termelétrico tem a sua Garantia Física calculada e esta corresponde ao benefício energético agregado ao sistema. Por outro lado, o seu custo será o custo de investimento, inclusos os custos socioambientais, os juros durante a construção e a parcela fixa dos custos de Operação e Manutenção (O&M), somados ao valor esperado do custo variável de O&M e ao valor esperado do custo econômico de curto prazo.

Para o cálculo do ICB, foi desenvolvida uma fórmula que traz a razão entre os dois termos supracitados, custos fixos e variáveis – valores que, somados, correspondem ao custo total da usina térmica – e o seu benefício energético – Garantia Física – podendo ser calculado em base mensal (em R\$/mês) ou anual (em R\$/ano), conforme a Equação (5.1):

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}} \quad (5.1)$$

A parcela de custos fixos, em R\$/ano, representa a receita informada pelo empreendedor para cobrir todos os custos de implantação do empreendimento, custos socioambientais, pagamento de juros, tarifas de acesso e uso do sistema, custos com O&M e contrato de combustível fixo (*take or pay* e *ship or pay*), além da remuneração do investimento.

O custo de operação, definido na fórmula como Valor Esperado do Custo de Operação (COP), em R\$/ano, é função do custo variável declarado pelo gerador da usina e também do seu nível de inflexibilidade. O COP representa o valor esperado anual do reembolso do

custo de operação, pago no despacho da usina, calculado com base em uma estimativa futura do Custo Marginal de Operação (CMO).

A parcela relativa ao Valor Esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), em R\$/ano, também é função da inflexibilidade e do custo variável declarado da usina, resultado das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Corresponde ao custo ou benefício que o consumidor teria ao buscar energia no mercado de curto prazo, ao preço *spot*, enquanto a usina não estiver despachada [EPE, 2008c].

No denominador da fórmula encontra-se a Garantia Física (GF), em megawatt médio (MW médio), calculada com relação ao nível de inflexibilidade, custo variável e utiliza o modelo NEWAVE¹³. Vale observar que o empreendedor deve levar em conta, no cálculo do ICB, além da Garantia Física, a parcela desta que deseja comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁴.

De outra forma, é possível reescrever a fórmula do ICB, conforme Equação (5.2):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \times GF} \quad (5.2)$$

Em que:

GF: é a Garantia Física;

RF: é a Receita Fixa;

QL: é a Quantidade de Lotes ofertada para o ACR limitada a Garantia Física¹⁵ (GF);

8760: é número de horas do ano.

¹³ Para as simulações energéticas a sistemas equivalentes é utilizado o modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, na versão para cálculo de Garantia Física.

¹⁴ Foi observado na seção Contrato de Disponibilidade (p. 21 s. 4.1.1) que o empreendedor pode comercializar parte da sua energia no mercado livre e outra parte no mercado regulado.

¹⁵ QL deve ser no mínimo 1 MW médio e no máximo a Garantia Física da usina. O edital de licitação poderá definir um percentual mínimo da Garantia destinado à comercialização no ACR.

De outra forma, pode-se representar a fórmula em função de K, que seria a parcela variável da fórmula, como mostra a Equação (5.3):

$$ICB = \frac{RF}{8760 \times QL} + K \quad (5.3)$$

A mencionada representação divide a fórmula de cálculo do ICB em duas parcelas, a parcela K, parcela variável – em R\$/MWh – que é calculada antes do leilão, e a parcela fixa – também em R\$/MWh – que é calculada durante o leilão.

5.1. O CÁLCULO DO ICB

O cálculo do ICB pode ser comparado ao despacho por ordem de mérito do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) das usinas térmicas. Para o despacho é feita a comparação do PLD (preço *spot*) com o custo variável da usina em questão, já no ICB é comparado o custo variável declarado com o Custo Marginal de Operação (CMO). Esta comparação é feita tanto no cálculo do fator COP, quanto do CEC.

No despacho do ONS a usina gera por “razões energéticas”, isto é, de acordo com o custo da usina para o sistema, toda vez que o custo variável declarado for inferior ao valor do PLD. De outra forma, a usina pode gerar por “razões elétricas”, momento em que seu despacho pode ser autorizado, pois o sistema apresenta restrições no sistema de transmissão. Este último despacho não é considerado para cálculo de ICB, já que sua previsão depende de fatores imprevisíveis.

É possível representar a comparação do CMO com o custo variável declarado, da seguinte forma:

- Se o Custo Variável Unitário (CVU) for menor ou igual ao CMO, a usina será despachada no seu valor disponível para geração:

$$se CMO_{s,c,m} \geq CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Disp_m$$

- Caso contrário, a usina gerará apenas o valor declarado como inflexível:

$$se CMO_{s,c,m} < CVU \rightarrow Gera_{c,m} = Inflex_m$$

Em que:

s : é o índice do submercado ao qual pertence a usina (varia de 1 a 4);

c : é o índice do cenário hidrológico (varia de 1 a 2.000);

m : é o índice do mês em questão (varia de 1 a 96)¹⁶;

$CMO_{s,c,m}$: é o Custo Marginal de Operação do submercado s , para o cenário c , no mês m , em R\$/MWh;

CVU : é o Custo Variável Unitário da usina termelétrica, em R\$/MWh;

$Gera_{c,m}$: é a geração da usina no cenário c , no mês m , em MW médios;

$Inflex_m$: é a inflexibilidade declarada pelo gerador, ou seja, a geração mínima obrigatória, para o mês m , em MW médios;

$Disp_m$: é a disponibilidade da usina no mês m , em MW médios.

A disponibilidade é definida pela Equação (5.4):

$$Disp = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5.4)$$

Na qual:

Pot : é a Potência Instalada da usina, em MW;

FC_{max} : fator de capacidade máximo;

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada;

IP : taxa indisponibilidade programada.

Logo, a usina gerará em dois patamares: inflexibilidade ou disponibilidade. Ao gerar a inflexibilidade, a usina é remunerada pela parcela fixa (receita fixa – RF) declarada, enquanto para disponibilidade, seus gastos adicionais de O&M e de combustível serão remunerados pelo custo variável declarado (CVU) [EPE, 2008c].

Tem-se para cada cenário e para cada mês um valor de COP e CEC, totalizando 192.000 valores de cada um. Para cada um desses termos:

¹⁶ Foram utilizados os valores de CMO disponibilizados pela EPE, para o 7º Leilão de Energia Nova. A planilha continha os valores de CMO para os próximos 8 anos, ou seja, para 96 meses.

$$COP_{c,m} = CVU \times (Gera_{c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \quad (5.5)$$

$$CEC_{c,m} = CMO_{s,c,m} \times (GF - Gera_{c,m}) \times nhoras_m \quad (5.6)$$

Em que:

nhoras: número de horas do mês *m*.

Por último, calcula-se o Valor Esperado do Custo de Operação (COP) e do Custo Econômico de Custo Prazo (CEC), em R\$/ano:

$$COP = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c COP_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.7)$$

$$CEC = \frac{\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^c CEC_{i,j}}{m \times c} \times 12 \quad (5.8)$$

Demonstrado o cálculo do ICB pela EPE, a seção seguinte traz as análises do ICB e do comportamento deste índice a variações dos seus parâmetros.

5.2. ANÁLISE DO ICB

A seção anterior apresentou a metodologia de cálculo do ICB, índice utilizado para ordenar as usinas nos leilões de energia nova. Foram identificados os parâmetros de cálculo deste índice, como os custos declarados (variável e fixo), o CMO, a disponibilidade, a Garantia Física, a inflexibilidade, etc. Esta seção apresentará uma análise do ICB e dos seus parâmetros, de forma a demonstrar como estes valores se comportam a variações dos demais.

Antes do leilão, a usina deve declarar seu custo de operação – Custo Variável Unitário (CVU) – e durante o certame, sua Receita Fixa (RF). Ao declarar o CVU, o empreendedor não pode ultrapassar um valor máximo – os órgãos reguladores informam aos participantes, antes do leilão, o valor máximo do CVU que será aceito, próximo ao PLD¹⁷

¹⁷ PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

máximo. Se o empreendedor declarar um CVU superior ao valor máximo será eliminado antes do início do leilão. O empreendedor, caso queira participar do leilão, ainda que com CVU próximo ao PLD máximo, tem a alternativa de declarar um custo inferior ao real.

Ao declarar o custo variável inferior ao real, é possível que o empreendedor tenha prejuízos caso sua usina térmica seja despachada com frequência, pois o custo para gerar seria superior à remuneração. Ainda existe outro fator a ser considerado, quanto menor o custo variável da usina, maior será a probabilidade de despacho (o capítulo seguinte mostrará a relação da geração com o custo variável), uma vez que o despacho é feito comparando o CVU declarado ao preço *spot*. O empreendedor deve então analisar se as perdas podem ser compensadas por outros fatores, como, por exemplo, declarar uma receita fixa superior a receita fixa real, receita que a usina precisa para cobrir seus investimentos e custos fixos.

Tendo em vista os diversos cenários possíveis, será analisada a variação dos parâmetros que compõem o ICB e também a variação deste. Para tanto, será utilizada uma usina exemplo. Os parâmetros da planta são mostrados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Parâmetros da Usina Térmica

Potência Instalada (<i>Pot</i>)	300 MW
Disponibilidade da Usina (<i>Disp</i>)	270 MW
Garantia Física (<i>GF</i>)	235,17 MW
Inflexibilidade (<i>Inflex</i>)	0 MW
Custo Variável Unitário (<i>CVU</i>)	R\$ 140,60/MWh
Receita Fixa (<i>RF</i>)	R\$ 99.629.222,98/ano

Fonte: BARROSO, 2008

A Tabela 5.1 apresenta parâmetros de uma usina que usa como combustível o gás natural boliviano. O valor da disponibilidade considerado foi de 90% da potência instalada, utilizando a Equação (5.4). A Garantia Física foi calculada de acordo com a Equação (2.1) e os parâmetros da Tabela 2.1. A inflexibilidade foi considerada nula, pois foi utilizado como receita fixa apenas o valor do investimento para instalar a usina, sem considerar os

contratos de suprimento¹⁸. O custo variável foi considerado como o custo para gerar energia acima da inflexibilidade. Foram utilizados os valores de CMO de janeiro de 2009 a dezembro de 2016 para a região Sudeste [BARROSO, 2008].

Primeiramente foi feita uma análise da resposta do ICB à variação do CVU, os demais parâmetros foram mantidos constantes, com exceção à Garantia Física (GF)¹⁹. O gráfico da Figura 5.1 mostra essa análise:

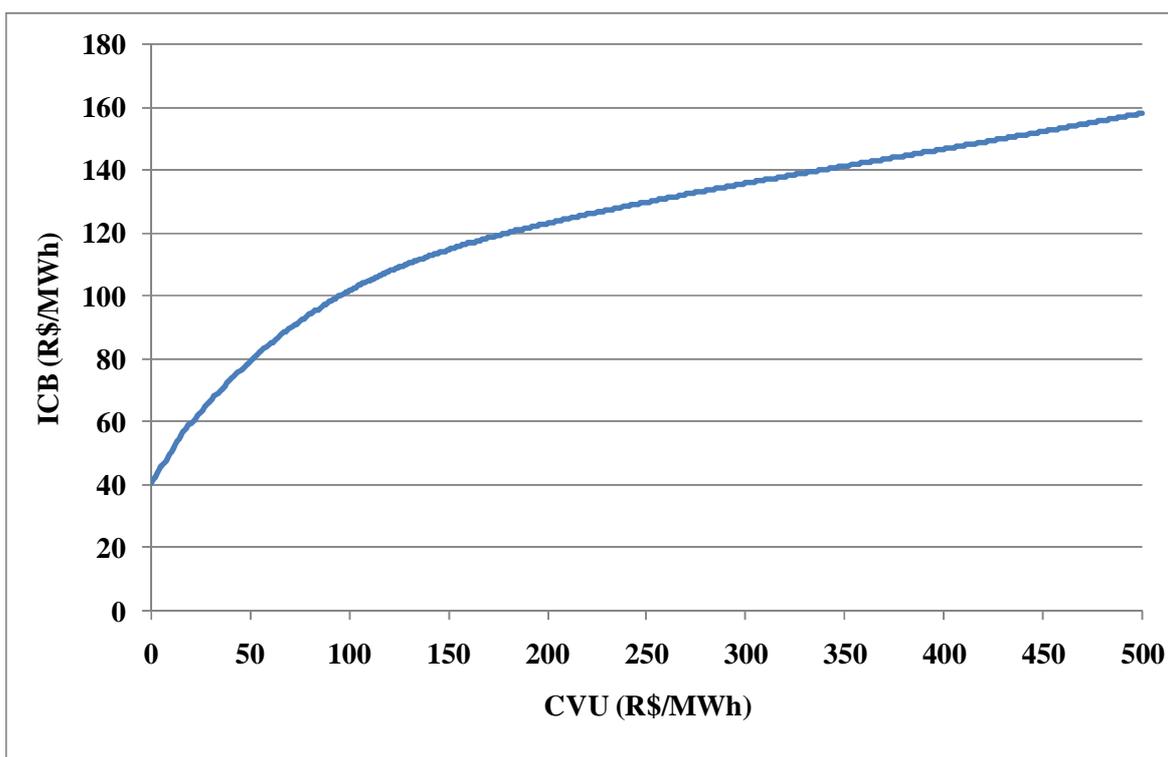


Figura 5.1 – Variação do ICB com relação ao CVU

A Figura 5.1 mostra que a relação do ICB com o CVU é crescente, pois o aumento do CVU causa um aumento no Fator K, parte do ICB dependente de CVU. É possível observar que o ICB cresce rapidamente quando o CVU varia de R\$ 0/MWh a R\$50/MWh,

¹⁸ Para as usinas térmicas é comum que haja inflexibilidade causada pelo “take or pay” do combustível, isso significa que a usina deve consumir uma quantidade mínima de combustível e, com isso, deve gerar uma quantidade mínima obrigatoriamente.

¹⁹ A Garantia Física (GF) é função da disponibilidade, neste caso um parâmetro fixo, e do CVU, que é a variável do exemplo. Logo a GF, assim como o ICB, terá um valor para cada valor de CVU.

em seguida a inclinação se reduz e a partir do CVU de R\$ 150/MWh o crescimento passa a ser praticamente linear.

O componente do ICB função do custo variável é o Fator K. O gráfico da Figura 5.2 mostra a relação desse parâmetro com o CVU:

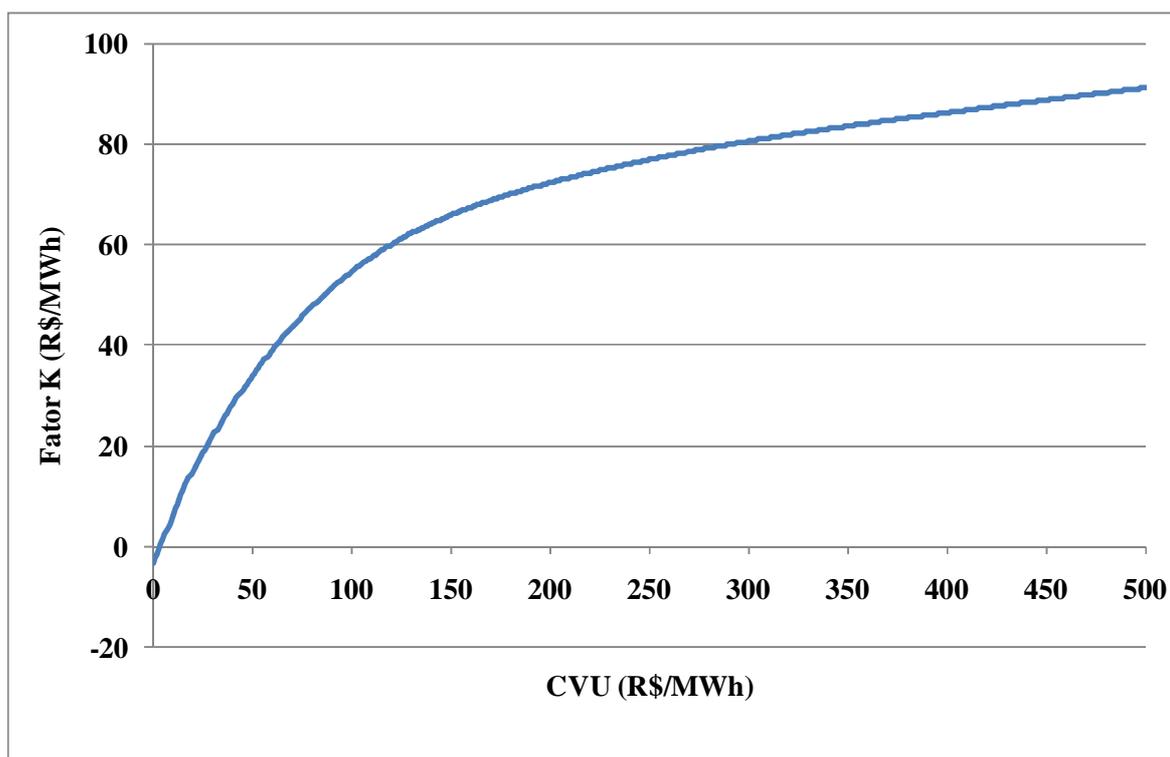


Figura 5.2 – Variação do Fator K com relação ao CVU

É possível observar que a variação do Fator K é muito próxima a do ICB. A diferença entre os termos está na parte fixa do ICB. É possível, então, chegar ao gráfico da Figura 5.1 ao utilizar o gráfico da Figura 5.2. Para tanto, basta adicionar ao Fator K o quociente da Receita Fixa da usina com o produto da Garantia Física²⁰ pelo número de horas do ano, conforme a Equação (5.3).

O Fator K, por sua vez, é composto por dois termos, COP e CEC, os quais apresentam comportamentos diferentes à variação do CVU, características a serem observadas na Figura 5.3, a seguir:

²⁰ Supondo que o empreendedor utilize toda sua Garantia Física como Quantidade de Lotes ofertados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

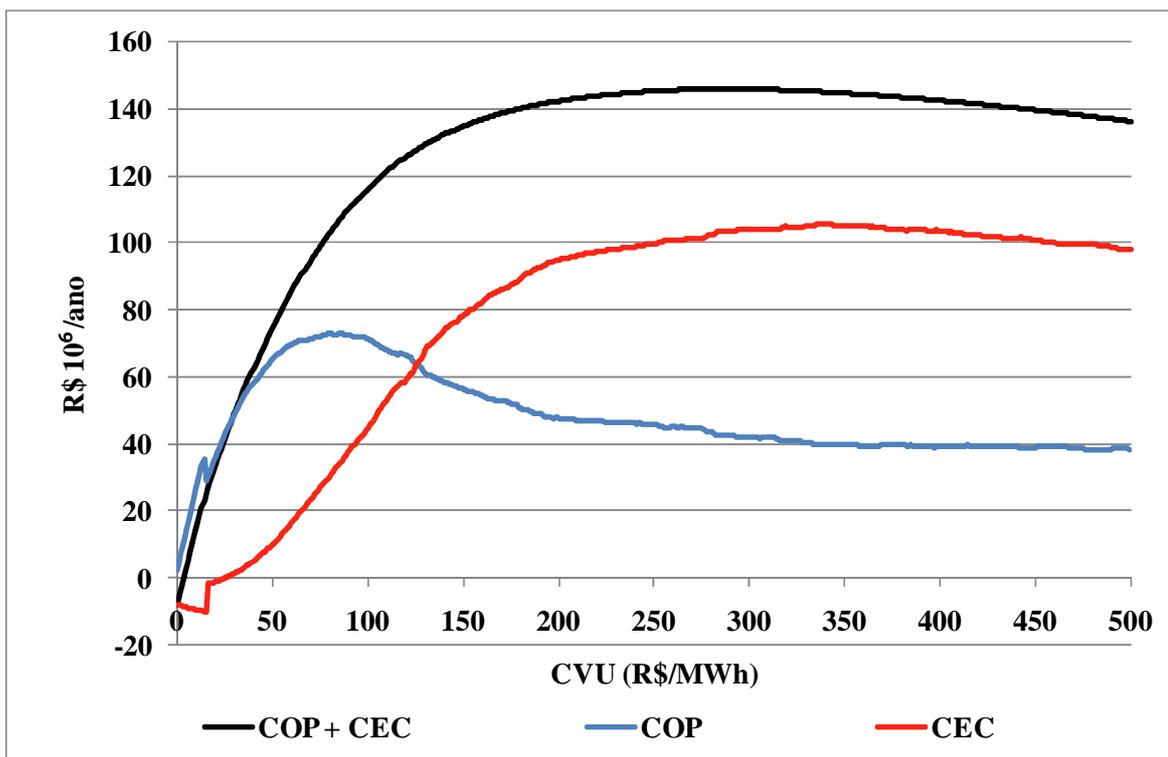


Figura 5.3 – Variação do COP, CEC e da soma destes em relação ao CVU

Os termos COP e CEC mostrados na Figura 5.3 são funções do CVU. Visualmente, é possível observar que o COP apresenta um crescimento acentuado e após o ponto máximo, em aproximadamente R\$ 70,00/MWh, tende a cair e se estabilizar em R\$ 300,00/MWh. O CEC, no entanto, é função crescente do CVU, até, aproximadamente, os mesmos R\$ 300,00/MWh, onde este tende a se estabilizar.

O comportamento crescente do COP se deve ao aumento do custo da usina para o consumidor regulado, com o aumento do CVU. Em seguida, este valor tende a cair, pois o empreendimento será despachado esporadicamente. Para o CEC, por outro lado, mostra o custo do consumidor ao buscar energia no mercado à vista, com o aumento do CVU a usina gerará menos e o consumidor terá que buscar energia no mercado frequentemente.

A soma dos dois termos mostra o comportamento crescente observado para o Fator K. O crescimento dessa soma, contudo, é menos acentuada, em razão do denominador do Fator K (a Garantia Física) decrescer com o aumento do CVU.

Foi observado no início da seção que o empreendedor pode selecionar um projeto que tenha um alto custo operacional. Todavia, poderá declarar um custo variável inferior ao real, para que o custo não se aproxime do PLD máximo. Ao escolher um CVU inferior ao real, o empreendedor pode declarar uma RF superior a real e manter o mesmo ICB. Isso é mostrado no gráfico da Figura 5.4, lugar geométrico que relaciona a RF com o CVU para um mesmo ICB:

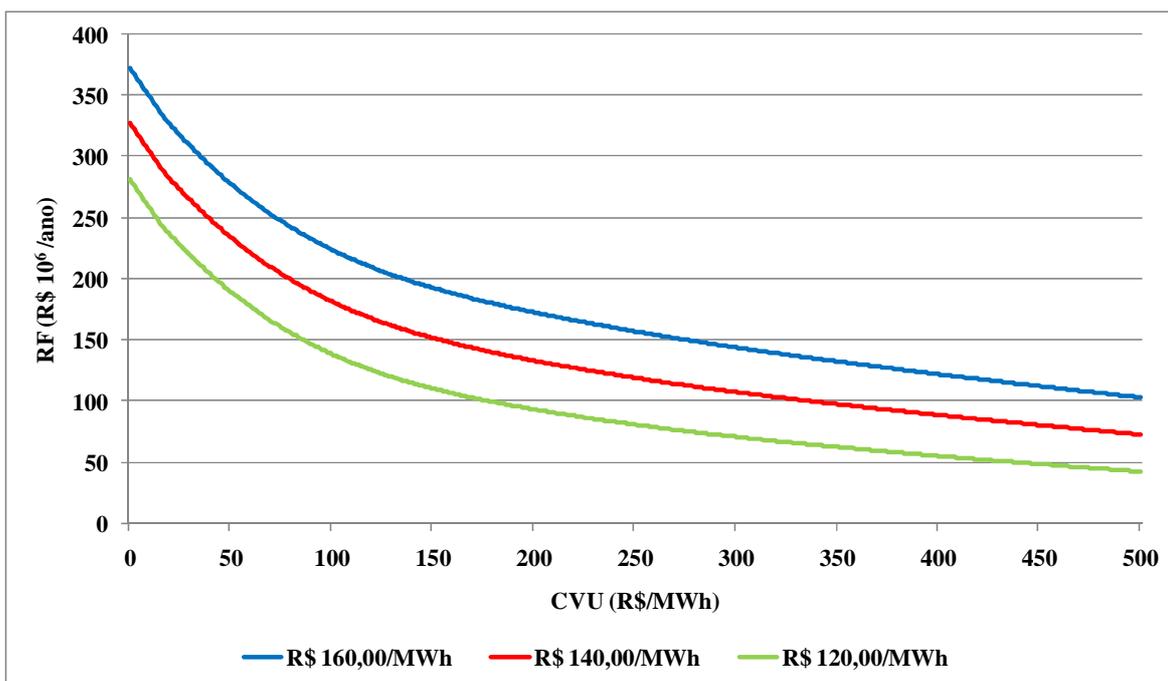


Figura 5.4 – Lugar geométrico que relaciona RF com CVU para um mesmo ICB

A Figura 5.4 mostra as combinações de diferentes valores de CVU e RF que resultam no mesmo ICB. Foram expostas três curvas (azul, vermelha e verde), cada uma correspondente a um ICB diferente. É possível observar que as curvas são convexas com relação à origem e não se cruzam, na verdade as curvas são equidistantes. Isto mostra que as análises feitas com relação às características de uma das curvas podem também se aplicar às demais, como o caso da inclinação, por exemplo, para usinas com CVU inferiores (menores que R\$ 100,00/MWh) a curva apresenta grande inclinação, ou seja, uma pequena variação do CVU causa grandes variações nos valores de RF. Para casos onde o CVU é elevado, acontece o oposto, porque é necessário que haja grandes variações desse custo para pequenas variações de RF.

Este capítulo apresentou a metodologia de cálculo do ICB, utilizada pela EPE, além de mostrar como o índice se comporta com as mudanças de suas variáveis. Esse passo se fez necessário, pois o empreendedor que deseja entrar no leilão deverá estimar o valor do seu ICB. Outra observação feita durante o capítulo foi com relação à possibilidade de combinar valores diversos de RF e CVU e obter o mesmo ICB. Ponto interessante a ser considerado para o empreendimento que tiver que mudar os seus parâmetros, a fim de se adaptar às regras impostas pelo órgão regulador e, também, para que possa maximizar o seu lucro, análise que será feita no próximo capítulo.

6. VISÃO DO EMPREENDEDOR

Após analisar o Índice de Custo Benefício (ICB) e todos os seus componentes, é imprescindível entender como os dados informados no leilão de energia nova atuarão na formação do lucro esperado pelo empreendedor. Foi observado no capítulo anterior que o empreendedor pode combinar diversos valores de Receita Fixa (RF) e de Custo Variável Unitário (CVU) e obter um mesmo valor de ICB. Isto pode levar o empreendedor a escolher a opção que lhe renderá o maior lucro, pois para ele não importa se sua energia é barata, se sua fonte é limpa ou se ele vai gerar; a visão desse empreendedor é a de maximizar o lucro.

Este capítulo está subdividido em três etapas, a primeira mostra a metodologia de cálculo do lucro esperado pelo investidor. Para este cálculo o empreendedor deve saber o valor dos seus custos – fixos e variáveis, reais e declarados – e a configuração da instalação – potência, disponibilidade e inflexibilidade –, além de estimar os demais parâmetros – Garantia Física²¹ e geração esperada. A segunda seção revela como será estimada a geração anual esperada para a usina, utilizando como principal parâmetro o Custo Marginal de Operação (CMO) disponibilizado pela EPE. A última seção reúne os resultados das anteriores e calcula o lucro máximo esperado pelo empresário.

6.1. CÁLCULO DO LUCRO

Para o empreendedor, o leilão é a principal etapa do processo de vender energia. Para garantir a sua passagem por essa etapa, ele deve ter um ICB competitivo. Como observado na seção 4.3, o maior ICB no último leilão foi superior à R\$ 145,00/MWh. Neste caso, um vendedor que oferecesse valores próximos a este, conseguiria contratos de venda de energia para os 15 anos subsequentes à implantação da usina.

Para obter o valor do ICB da sua usina, o empreendedor deve declarar os seus custos, que não precisam ser necessariamente reais, além da potência e da inflexibilidade. Com esses dados são calculados a Garantia Física e o ICB do empreendimento. Dessa forma, ele tem

²¹ A estimativa da Garantia Física é feita pela metodologia indicada na seção 2.5 GARANTIA FÍSICA.

que ser capaz de estimar o seu lucro, tendo em vista que a sua geração futura é um valor desconhecido. Para contornar este último problema, o empreendedor deve estimar sua geração durante o período do contrato e estimar o lucro. Logo, as variáveis para definir o lucro são:

- Potência (Pot) em MW;
- Disponibilidade (Disp) em MW;
- Inflexibilidade (Inflex) em MW;
- Garantia Física (GF) em MW;
- Custos:
 - Variável em R\$/MWh;
 - Fixo em R\$/ano;
- Receitas:
 - Fixa em R\$/ano;
 - Variável em R\$/MWh;
- Geração esperada em MWh.

É importante lembrar que o empreendedor pode declarar valores – custo variável (CVU) e receita fixa (RF) – diferentes aos seus custos reais. Neste caso, é imprescindível diferenciar os valores declarados dos reais. Os valores reais serão denotados pela letra *R*, os declarados pela letra *D*. Dessa forma, continuarão sendo usadas as siglas CV e RF, utilizadas no cálculo do ICB. Tem-se então as variáveis:

- Custo variável real: $CV(R)$, em R\$/MWh, representa o custo da usina para produzir cada MWh;
- Receita fixa real: $RF(R)$, em R\$/ano, representa o custo anual para instalação da usina;
- Custo variável declarado: $CV(D)$, em R\$/MWh, representa o custo variável declarado no leilão de energia nova, ou seja, será o valor recebido pela usina quando for chamada a gerar acima da inflexibilidade;
- Receita fixa declarada: $RF(D)$, em R\$/ano, representa a receita fixa declarada no leilão de energia nova.

Os termos $CV(R)$ e $CV(D)$ representam, respectivamente, os custos e receitas do empreendimento com MWh gerado acima da inflexibilidade. Os valores fixos, $RF(R)$ e $RF(D)$ representam os custos e receitas anuais fixas da usina.

Para calcular o lucro anual do empreendimento, é necessário estimar as receitas e as despesas da usina. A Equação (6.1) traz esta relação:

$$\mathbf{Lucro (R\$/ano) = Receitas(R\$/ano) - Despesas(R\$/ano)} \quad (6.1)$$

Uma vez que os valores das receitas e das despesas podem ser descritos conforme as Equações (6.2) e (6.3):

$$\mathbf{Receitas (R\$/ano) = Receita Fixa + Receita Variável} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{Despesas(R\$/ano) = Custo Fixo + Custo Variável} \quad (6.3)$$

Abrindo cada um dos termos acima, chega-se às seguintes expressões:

$$\mathbf{Receita Fixa(R\$/ano) = RF(D)(R\$/ano)} \quad (6.4)$$

$$\mathbf{Receita Variável(R\$/ano) = CV(D)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.5)$$

$$\mathbf{Custo Fixo(R\$/ano) = RF(R)(R\$/ano)} \quad (6.6)$$

$$\mathbf{Custo Variável(R\$/ano) = CV(R)(R\$/MWh) \times Geração(MWh/ano)} \quad (6.7)$$

Os valores da receita e do custo fixos são obtidos diretamente, pois estes são dados em R\$/ano. O custo e receita variáveis, em R\$/ano, no entanto, são funções da geração anual da usina. Esta geração será uma estimativa de quanto a usina irá gerar acima da sua inflexibilidade. Uma vez que a geração na inflexibilidade já é conhecida e seus custos e receitas estão incluídos nos valores fixos. O empreendedor não tem ideia de quanto irá gerar para prever quanto será o seu lucro, logo, a energia gerada, fora da inflexibilidade, será uma estimativa, dada em MWh/ano.

Desdobrando a parcela da Geração, obtém-se:

$$\text{Geração}[MWh/ano] = (\text{Disp} - \text{Inflex}) \times \text{Xhora} \quad (6.8)$$

Na qual:

Disp: disponibilidade da usina em MW;

Xhoras: quantidade de horas no ano que a usina gerará a sua disponibilidade, ou seja, quando $CV(D) \leq CMO_{s,c,m}$ ²²;

Inflex: inflexibilidade da usina em MW.

A Equação (6.8) descreve Geração como a diferença da energia gerada na disponibilidade, isto é, geração quando a usina tem o $CV(D)$ inferior ao CMO, e a inflexibilidade, multiplicado pela quantidade de horas que esta usina gera sua disponibilidade. Outra maneira de entender a equação seria obter a geração total da usina e subtrair a energia gerada na inflexibilidade.

Existem diversas formas de estimar a geração futura, desde analisar dados passados do mercado *spot* até utilizar previsões futuras do CMO. Tendo como parâmetro o cálculo do ICB, o qual utiliza em seus cálculos os valores do CMO, será utilizada como geração futura a média da matriz $Gera_{c,m}$ ²³. Este valor trará uma estimativa da geração média futura da usina, em MW médios e será denotado como GERA(M).

Com todos esses dados já é possível estimar o lucro de uma usina térmica, dado um ICB, calcular a função lucro desta usina variando seus parâmetros e encontrar o lucro máximo. Como dito anteriormente, é possível obter um mesmo ICB variando os parâmetros declarados para o leilão. Dessa forma, o lucro será dado pela Equação (6.9):

$$\text{Lucro} = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) \times (GERA(M) - \text{Inflex}) \times 8760 \quad (6.9)$$

Em que:

$GERA(M)$: será a média da matriz $Gera_{c,m}$ em MW médios.

²² A usina gerará por ordem de mérito, razões energéticas, será desconsiderada a geração por razões elétricas.

²³ $Gera_{c,m}$: é a matriz de geração da usina, em MW médios, em c cenários e m meses.

A Equação (6.9) mostra como será feito o cálculo do lucro, nesse caso será uma função da geração da usina – GERA(M) –, uma vez que os valores fixos – RF(D) e RF(R) –, variáveis – CV(D) e CV(R) – e a inflexibilidade – Inflex – são parâmetros invariantes, ou seja, não variam após o leilão.

6.2. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO

A atual seção mostrará a relação entre a geração futura esperada – valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ dado em MW médios – e o custo variável declarado (CV(D)) da usina térmica. Para tanto, serão apresentados exemplos de usinas com diferentes CV(D) e graficamente serão mostradas as distribuições de frequência da geração para cada linha do Custo Marginal de Operação (CMO).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) disponibiliza²⁴ os valores de CMO para os próximos anos em formato de planilha EXCEL®. Esta contém os valores de CMO mensais calculados com o NEWAVE – em suas colunas – e as séries sintéticas – em suas linhas. Dessa forma a EPE disponibiliza o CMO para os próximos anos²⁵ das 2.000 séries sintéticas. Se no CMO constar os valores dos próximos 8 anos, a tabela terá 96 colunas e 2.000 linhas, ou seja, 192.000 valores.

Foi visto que para o cálculo do ICB no leilão de energia nova, o empreendedor deve declarar seu custo variável (CV(D)), valor este que é comparado aos valores dos CMOs mensais. Se o CV(D) for inferior ao CMO, a térmica gerará a disponibilidade, caso contrário, gerará apenas a inflexibilidade. Dessa forma, será gerada uma tabela GERA – supondo o caso de 2.000 séries e 96 meses – com 192.000 termos, compostos por apenas dois valores, inflexibilidade ou disponibilidade.

Nos exemplos mostrados a seguir foi utilizado o CMO disponibilizado pelo EPE para o Leilão A-5/2008, esta planilha contém os CMOs mensais dos anos de 2009 a 2016, totalizando 8 anos. Foi utilizada a planilha da região Sudeste.

²⁴ A EPE divulga no seu site, www.epe.gov.br, os CMOs antigos e o que será utilizado no próximo leilão.

²⁵ Os valores do CMO disponibilizados pela EPE variam de 8 a 10 anos.

Supondo que cada série sintética represente um cenário hidrológico possível, foi tirada a média²⁶ da geração em cada cenário e construída uma distribuição de frequência, para cada CV(D). Os CV(D) considerados foram: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,00/MWh, R\$ 260,00/MWh, R\$ 140,00/MWh e R\$ 20,00/MWh. Estes valores foram escolhidos por serem igualmente distantes. Foi suposta uma disponibilidade de 100 MW e uma inflexibilidade nula (0 MW), o que torna mais simples a análise dos gráficos, pois simplifica a visualização da geração da usina. Uma geração nula implica que a usina gerará apenas a sua inflexibilidade.

Os gráficos a seguir representam distribuições de frequência. O eixo das abscissas mostra a proporção que a usina gera no ano, isto é, quando a usina gera a sua disponibilidade, por exemplo, se a usina tiver disponibilidade de 100 MW e gerar 50 MW médios, terá gerado 50% do ano. Já, o eixo das ordenadas representa a quantidade de ocorrências (frequência) da geração, ou seja, quantas vezes uma geração ocorre dentro do universo de 2.000 séries sintéticas.

Para o primeiro exemplo, usina com CV(D) de R\$ 500,00/MWh, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 6.1:

²⁶ As representações utilizadas no trabalho são anuais, ou seja, foi tirada a média da geração de uma das séries sintéticas e considerada como geração média em MW médios.

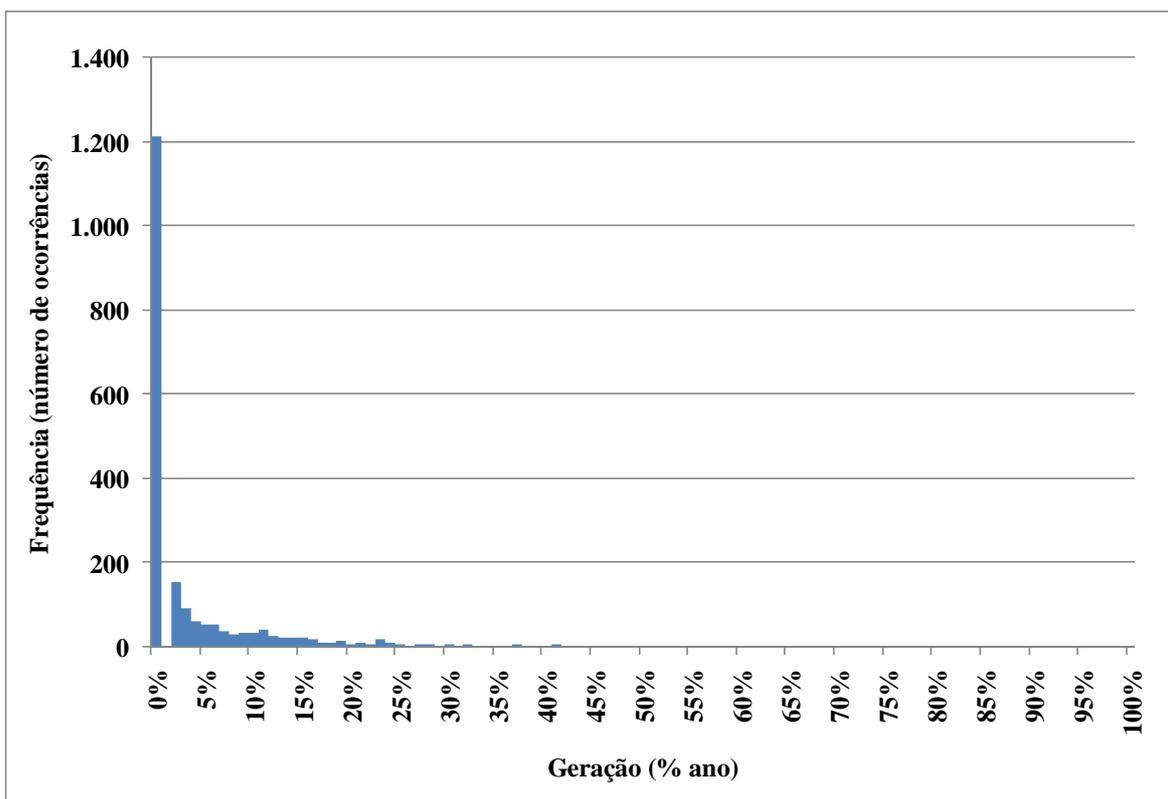


Figura 6.1 – Geração para um CV(D) de R\$ 500,00/MWh

A Figura 6.1 mostra que para um CV(D) de R\$ 500/MWh não haverá geração para a maior parte das séries, devido ao alto valor de CV(D). Para as demais séries, a usina gerará por uma pequena parte do ano, isto é, durante um pequeno percentual do ano. Supondo uma disponibilidade de 100 MW, esta distribuição de frequência tem média de 3,25 MW médios. O valor da média desta distribuição corresponde ao termo GERA(M), que será utilizado no cálculo do lucro, mais adiante.

Em seguida foi traçado o mesmo gráfico para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh, observado na Figura 6.2:

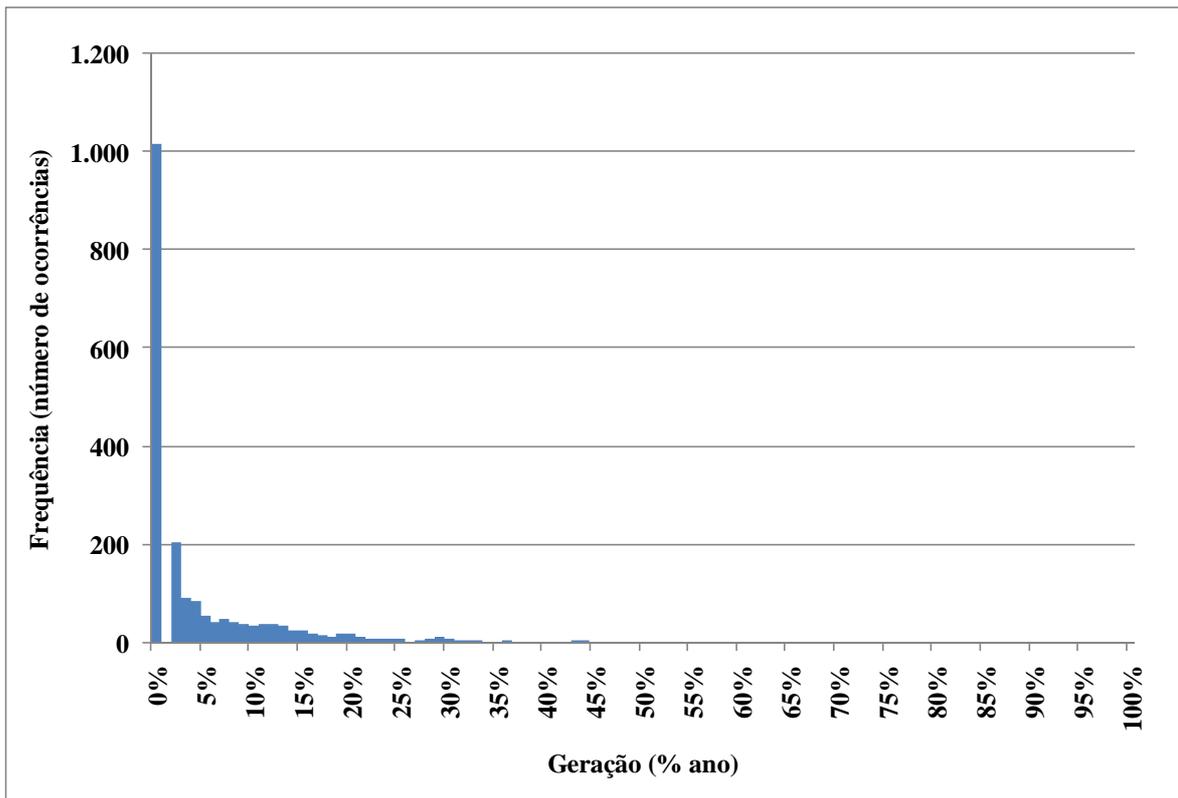


Figura 6.2 – Geração para um CV(D) de R\$ 380,00/MWh

Para a Figura 6.2 houve um aumento da geração média, para 4,41 MW. Isso ocorreu devido à redução do CV(D). Da mesma forma como o exemplo anterior, no entanto, na maioria dos casos a usina não gerará nada além da inflexibilidade, considerada zero nos exemplos.

A Figura 6.3 traz o gráfico para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh:

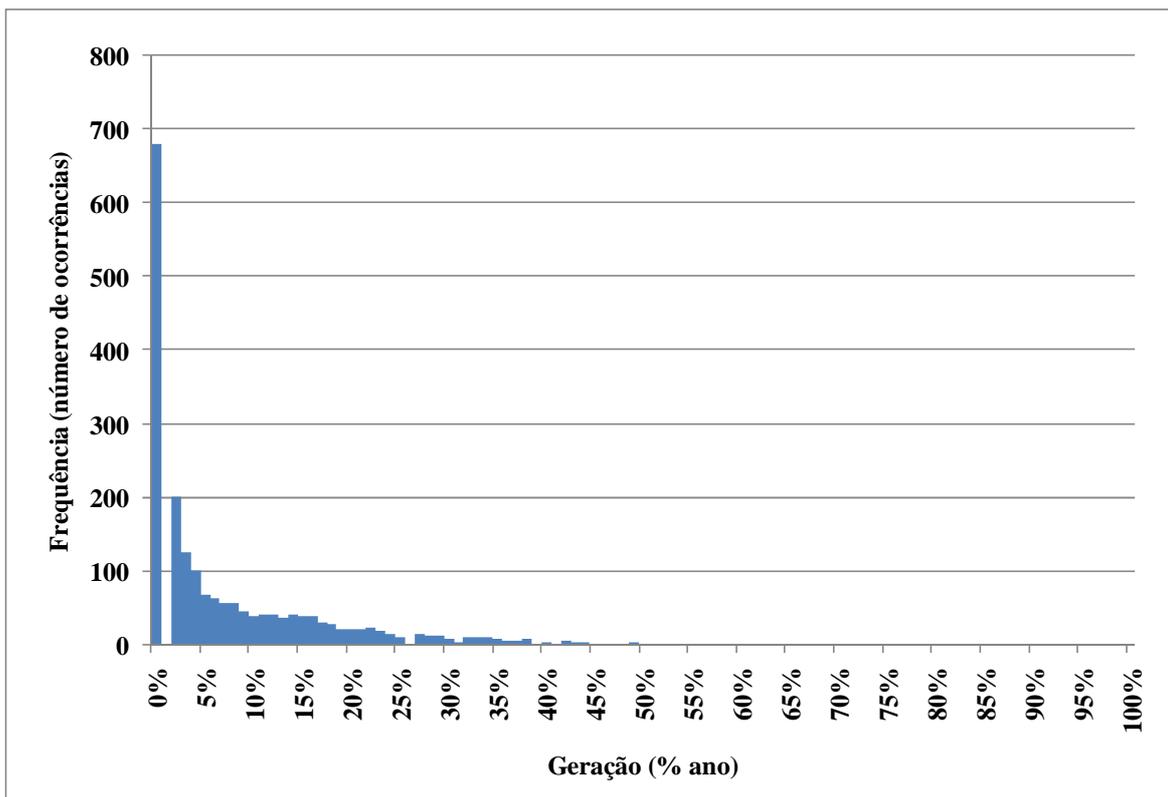


Figura 6.3 – Geração para um CV(D) de R\$ 260,00/MWh

Para este caso, a maioria das séries aponta para uma geração igual à inflexibilidade, zero, mas a média, de 7,31 MW médios, foi superior aos casos anteriores.

Para o CV(D) de R\$ 140,00/MWh foi traçado o gráfico da Figura 6.4:

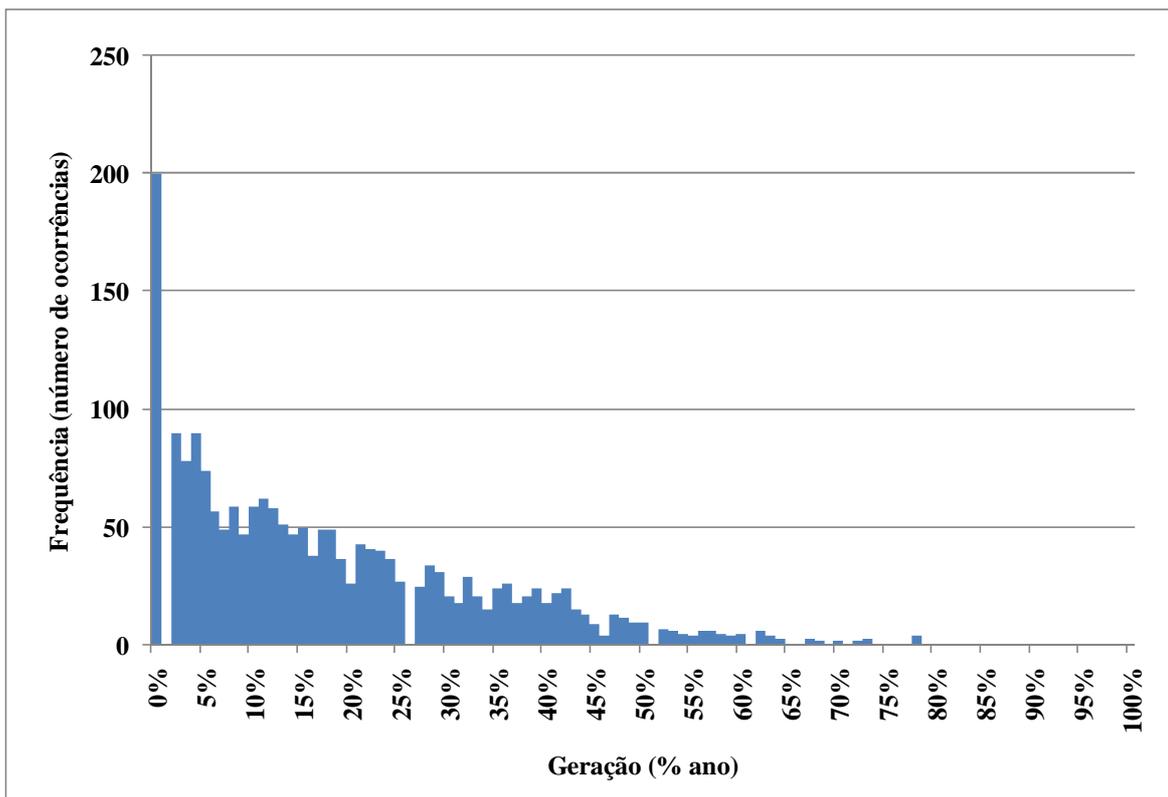


Figura 6.4 – Geração para um CV(D) de R\$ 140,00/MWh

Para este gráfico, da Figura 6.4, é observado um comportamento da geração parecido com os anteriores, mas a geração está mais distribuída, a média da geração também foi muito superior às demais, 17,71 MW médios.

Finalmente, para a usina com CV(D) de R\$ 20,00/MWh, foi traçado o gráfico da Figura 6.5:

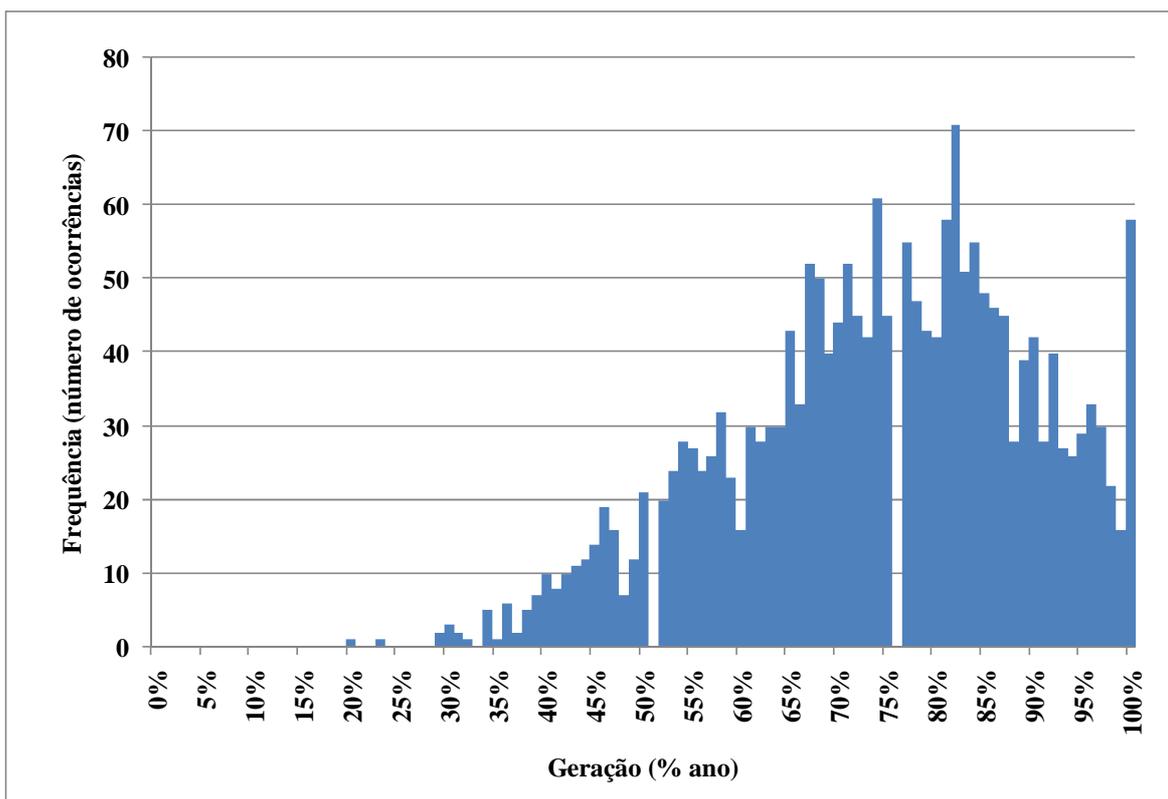


Figura 6.5 – Geração para um CV(D) de R\$ 20,00/MWh

Na Figura 6.5, é possível observar uma mudança da distribuição da geração em relação aos demais. O gráfico mostra quase 60 séries sintéticas nas quais a usina gera 100% do ano a sua disponibilidade. A média de geração foi de 73,61 MW médios, muito próxima a disponibilidade, de 100 MW, isso se deve ao baixo custo da energia, R\$ 20,00/MWh, próximo ao PLD mínimo, R\$ 15,59/MWh.

Demonstrado, nos gráficos, que a geração está intimamente ligada ao CV(D), sendo que quanto maior o CV(D), menor será o despacho da usina. Vale frisar que os exemplos são conceituais²⁷ e utilizaram inflexibilidade igual a zero para as usinas, mas caso esta fosse diferente de zero, os gráficos apenas sofreriam um deslocamento para direita.

²⁷ Foi considerado que a usina será no máximo despachada até a sua disponibilidade quando, em geral, pode alcançar a sua capacidade instalada.

6.3. ESTIMATIVA DO LUCRO MÁXIMO

A primeira seção do capítulo identificou como foi feito o cálculo do lucro para um empreendimento termelétrico. Para tanto, foram feitas considerações com relação às variáveis das quais o empreendedor não tem controle, como a Garantia Física e a geração futura esperada. Para a primeira foi considerada uma função de primeiro grau dependente do custo variável e da disponibilidade. Para a segunda, a média da matriz GERA – GERA(M). A seção anterior mostrou a relação da geração com o custo variável e agora é possível fazer o cálculo do lucro usando a metodologia adotada.

Parte-se do princípio de que o empreendedor busca maximizar o seu lucro. Para tanto, ele deve alcançar um ICB competitivo, que faça com que seu empreendimento seja selecionado no leilão de energia nova. Deve fazer também uma boa estimativa da geração futura, para que os seus custos não superem suas receitas. Será feito nesta seção o cálculo do lucro máximo para cinco usinas fictícias, com custos diferentes. Considerando que cada usina tem um perfil de custo, que é devido ao uso de diferentes tipos de combustível, por exemplo.

Para facilitar a comparação, supôs-se que as usinas sejam de mesmo porte e com as seguintes potências:

- Potência Instalada: 300,00 MW;
- Disponibilidade: 270,00 MW;
- Inflexibilidade: 0,00 MW.

A inflexibilidade foi considerada zero, pois, além de simplificar os cálculos²⁸, os valores encontrados para os custos serão facilmente diferenciáveis. Isto significa que os valores calculados, como custos fixos, serão apenas os valores para instalação das usinas²⁹, enquanto os custos variáveis correspondem aos gastos para gerar qualquer energia, em

²⁸ A inflexibilidade apenas causará um acréscimo à parcela fixa.

²⁹ Deve-se entender como instalação da usina, tanto a construção do empreendimento, como também o O&M fixo.

MWh. Cabe ressaltar que a inflexibilidade será zero para o cálculo dos custos (despesas) e das receitas, desconsiderando o efeito de contratos de *take or pay* ou *ship or pay*³⁰.

De maneira objetiva, o exemplo tem como hipóteses: o empreendedor conhece os custos da usina e o ICB vencedor do leilão. O empresário combinará os valores declarados – CV(D) e RF(D) – que chegam ao mesmo ICB e calculará qual dessas combinações lhe renderá o maior lucro.

Para que seja possível comparar usinas com diferentes custos e receitas, foi considerado que as cinco plantas utilizaram o mesmo ICB para o cálculo dos seus parâmetros. Os cálculos dos custos e receitas foram feitos utilizando dois valores de ICB, inicialmente utilizaram um ICB inferior ao do leilão para calcular os custos das plantas e, em seguida, foi escolhido um ICB próximo ao dos vencedores do último leilão para as receitas.

Foi utilizada como base a usina da Tabela 5.1, a partir da qual foram obtidas mais quatro usinas com diferentes Custos Variáveis Reais (CV(R)) e os mesmos ICB³¹, potência, disponibilidade e inflexibilidade. Utilizando estes valores foram calculados a Receita Fixa Real (RF(R)) e a Garantia Física (GF). Em outras palavras, com os custos da usina mostrada na Tabela 5.1, foi calculado o ICB, R\$ 112,66/MWh. Com esse ICB foram selecionados valores de CV(R) de R\$ 500,00/MWh até R\$ 20,80/MWh, ou seja, equidistantes. Dessa forma, foram obtidos os demais parâmetros, RF(R) e GF.

Com os parâmetros da usina mostrada na Tabela 5.1 foram calculadas as características para usinas com custos variáveis distintos: R\$ 500,00/MWh, R\$ 380,20/MWh, R\$ 260,40/MWh, e R\$ 20,80/MWh. Utilizando o mesmo valor de ICB para todas elas e, da mesma forma como no cálculo do ICB, foi utilizado o CMO da região Sudeste de janeiro de 2009 a dezembro de 2016. Os resultados são mostrados na Tabela 6.1:

³⁰ O *take of pay* impõe ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de combustível, seja o combustível consumido ou não; o *ship or pay* estipula um pagamento associado ao custo da construção da infra-estrutura necessária ao transporte do gás até a Térmica. Enquanto estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, elas oneram excessivamente os custos das Usinas Térmicas [MENDES 2006].

³¹ ICB calculado com os custos, valores reais.

Tabela 6.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Garantia Física (MW)	170,35	191,96	213,57	235,17	256,78
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
ICB (R\$/MWh)	112,66	112,66	112,66	112,66	112,66

Os dados da Tabela 6.1 mostram cinco usinas de mesma potência, mas que possuem custos variáveis distintos. É possível observar que a Usina 1 possui o custo variável próximo ao PLD máximo (R\$ 569,59/MWh), enquanto a Usina 5 está próxima ao PLD mínimo (R\$ 15,59/MWh). É possível fazer uma comparação do valor do custo variável e do custo fixo entre cada uma das usinas mostradas. O gráfico da Figura 6.6 compara os resultados obtidos:

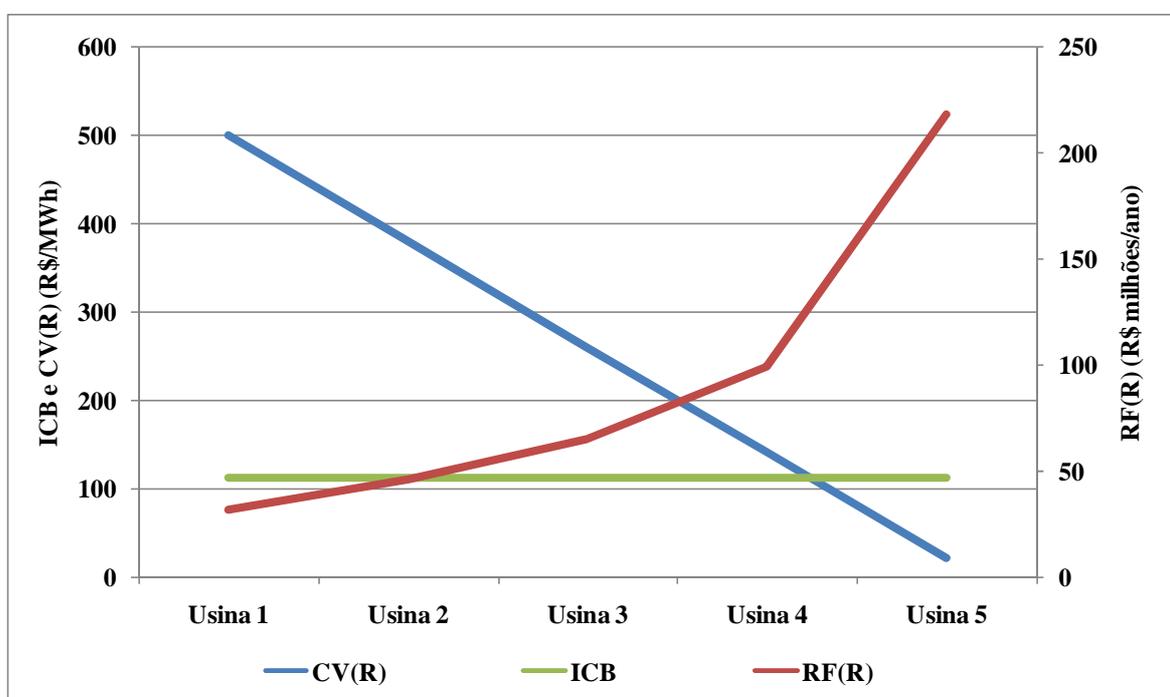


Figura 6.6 – Custos e ICB

A Figura 6.6 mostra que o ICB foi mantido constante, enquanto os custos variáveis escolhidos são decrescentes, o que leva a receitas fixas crescentes (fato observado na Figura 5.4). É possível observar também que o $CV(R)$ decresce de forma linear, enquanto o $RF(R)$ possui diferentes inclinações, isso representa uma vantagem competitiva para as usinas de baixo $CV(R)$, pois para um mesmo ICB elas podem variar de forma mais acentuada a $RF(R)$, sem mudar tanto o $CV(R)$.

Com os custos das usinas, é possível calcular o lucro, supondo uma geração futura e um valor de ICB no leilão. Com base no 7º Leilão de Energia Nova A-5, foi considerado que o ICB de R\$ 144,00/MWh é um valor razoável. Com este valor, é possível calcular o valor das receitas e, conseqüentemente, o lucro. Para geração futura foi utilizado o valor médio da matriz $Gera_{c,m}$ (GERA(M)). Os dados de potência, disponibilidade e inflexibilidade foram mantidos – 300 MW, 270 MW e 0 MW, respectivamente.

Cada empreendedor deve variar o valor do custo variável declarado ($CV(D)$), de zero ao PLD máximo, e calcular para cada valor a receita fixa declarada ($RF(D)$) e o lucro, utilizando Equação (6.9). Dessa forma foi obtida uma matriz com diversos lucros para cada valor de $CV(D)$.

Para simplificar o entendimento, será tomada como exemplo a Usina 4, da Tabela 6.1. A usina apresenta $CV(R)$ de R\$ 140,60/MWh e $RF(R)$ de R\$ 218.306.000,00/ano. Estes valores levam a ICB de R\$ 112,66/MWh. Foi utilizado para o leilão o ICB de R\$ 144,00/MWh e variado o $CV(D)$. Para cada valor foi obtida uma $RF(D)$ e um lucro. O lucro máximo obtido foi de R\$ 65.140.000,00/ano. Para este lucro foram observados os seguintes resultados:

- Receita Variável (RV): R\$ 130,12/MWh;
- Receita Fixa (RF): R\$ 169.660.933,27 por ano;
- GF: 237,06 MW.

Da mesma forma foi feito o cálculo do lucro máximo para cada usina Tabela 6.1, variando o valor de $CV(D)$. Logo, para cada um dos valores de $CV(D)$ foi encontrado um valor de $RF(D)$, GF e lucro máximo, considerando o ICB fixo em R\$ 144,00/MWh. O resultado é mostrado na Tabela 6.2:

Tabela 6.2 – Resultado do Cálculo do Lucro

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
Lucro (R\$ mil/ano)	55.858,00	57.702,00	61.350,00	65.140,00	70.739,00
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Ao observar a Tabela 6.2, é possível perceber que todas as usinas, para alcançar o lucro máximo, reduziram o valor do custo variável declarado (CV(D)). Desta forma, a redução do CV(D) pode ser compensada por um incremento na receita fixa declarada (RF(D)). Foi visto na seção 5.2, que para um mesmo ICB é possível combinar diversos valores de custos fixos e variáveis. No exemplo acima foi escolhida a combinação que traz o melhor retorno ao empreendedor.

A Figura 6.7, a seguir, mostra as relações entre os valores declarados (CV(D) e RF(D)) e os custos (CV(R) e CF(R)):

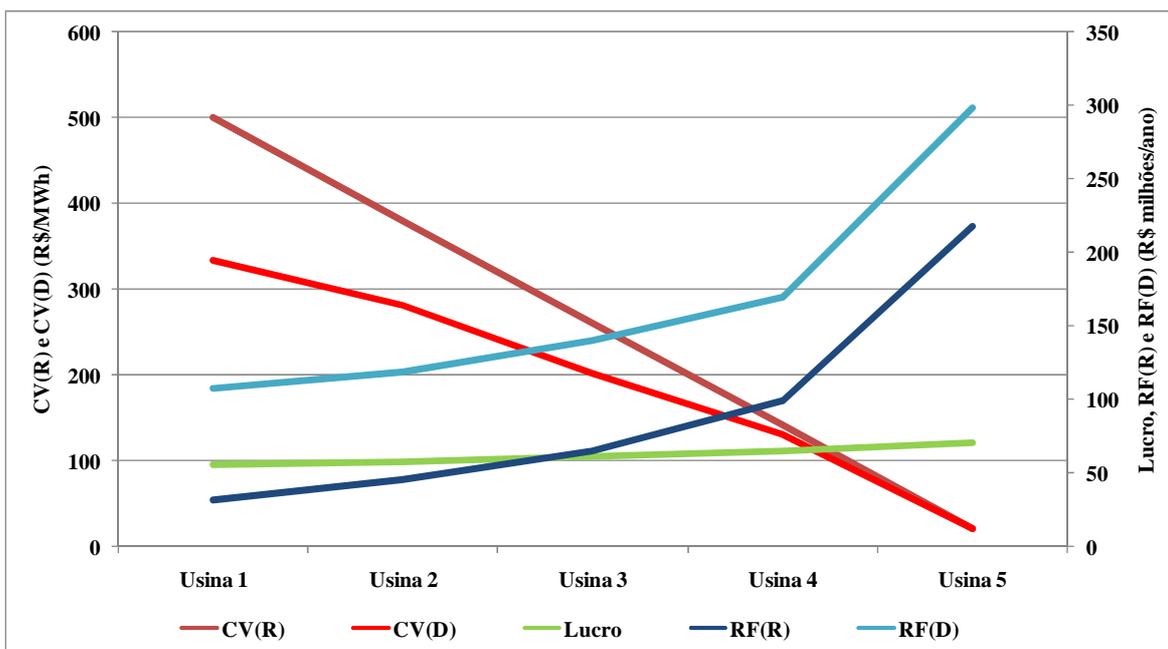


Figura 6.7 – Relação dos Custos, Receitas e Lucro

Pode-se observar pela Tabela 6.2 e pela Figura 6.7, que para cada valor de RF(R) a RF(D) correspondente se encontra deslocada para cima. Isso se deve ao incremento dado à RF(D) ao se reduzir o valor do CV(D) e obter o maior retorno. Nos valores de CV(R) e CV(D), no entanto, os custos foram inferiores às receitas e tendem a se aproximar dos reais para as usinas de menor CV(R). Isso se deve ao fato do empreendimento com baixo valor de CV(R), ao reduzir este custo, consegue causar maiores variações em RF(D), devido à maior inclinação da curva CV(R) versus RF(R), vista na Figura 5.4.

Na Figura 6.7 é possível também observar o comportamento do lucro para cada empreendimento. Em comparação com RF(R) e RF(D), a variação do lucro é praticamente linear. Na Tabela 6.2 é possível identificar que a Usina 5 possui o maior lucro, usina de menor custo variável. O lucro, nesse exemplo, foi inversamente proporcional ao CV(R).

Uma análise individual foi feita e para cada usina foi constatado o comportamento do lucro em função do custo variável declarado (CV(D)), isto é, será mostrado o comportamento do lucro ao variar CV(D) para diferentes CV(R). Para fins de comparação, foram colocadas todas as usinas em um mesmo gráfico, como mostrado na Figura 6.8:

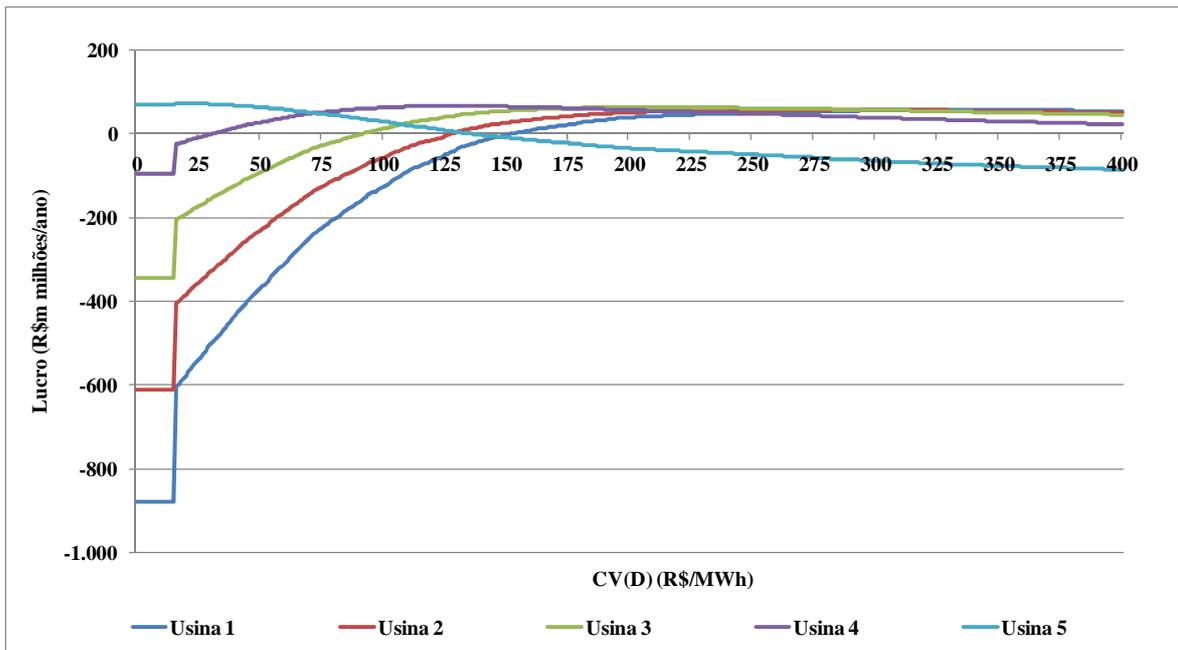


Figura 6.8 – Variação do Lucro com o CV(D)

A Figura 6.8 mostra que para cada usina existe um ponto de lucro máximo e que a posição do ponto é diferente para cada usina. É possível observar que as usinas possuem lucro máximo em regiões vizinhas ao seu CV(R), ou seja, o CV(D) que alcança o lucro máximo está próximo ao CV(R), contudo, o CV(D) foi sempre inferior ao CV(R).

É possível traçar, com as mesmas suposições feitas para a Figura 6.8, a curva do lucro para uma série de usinas com diferentes valores de CV(R). Este conjunto forma o gráfico da Figura 6.9:

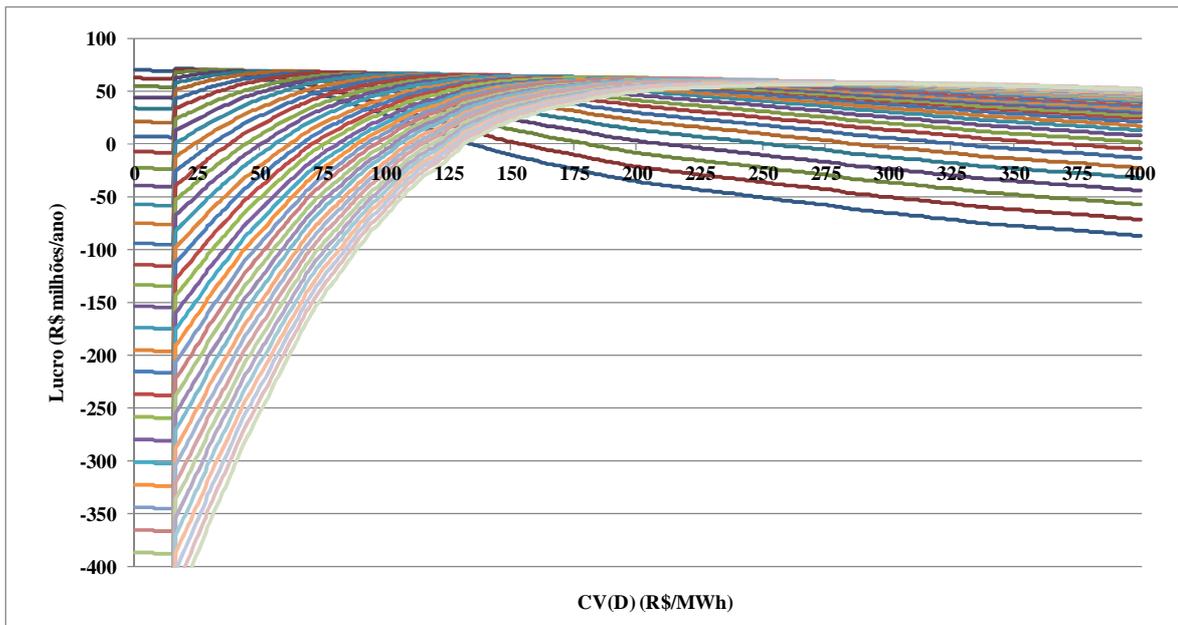


Figura 6.9 – Curva do Lucro para Diferentes CV(R)

A Figura 6.9 mostra as curvas de lucro para usinas com diferentes valores de CV(R), isto é, cada curva representa uma usina. É possível observar que as curvas têm um comportamento semelhante, atingem o valor máximo, próximo ao valor de CV(R), e depois têm uma tendência de queda. Para as usinas de CV(R) superior, o lucro é negativo para pequenos valores de CV(D) e em seguida cresce rapidamente. As que possuem baixo CV(R), por outro lado, começam com lucro positivo e este tende a decrescer para valores de CV(D) superiores. Na parte superior do gráfico forma-se uma faixa, nos quais estão os lucros máximos para cada usina.

Com isso, foi possível reproduzir a função do lucro máximo em função do CV(R), para empreendimentos com CV(R) de R\$ 14,00/MWh a R\$ 570,00/MWh, conforme a Figura 6.10:

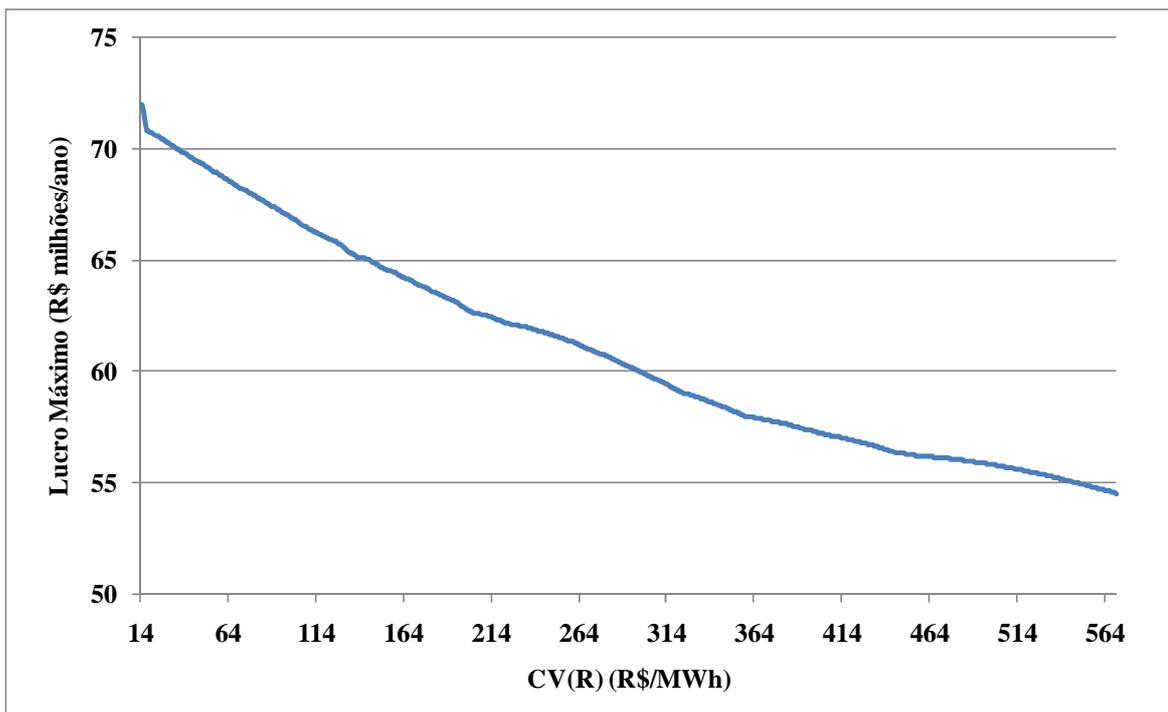


Figura 6.10 –Lucro Máximo em Função do CV(R)

A Figura 6.10 traz o lucro máximo obtido para cada CV(R), isto é, para cada tipo de usina. O gráfico apresenta uma relação decrescente, quanto maior for o CV(R), menor será o lucro máximo alcançado pela usina. A Figura 6.10 mostra que dentre todas as usinas observadas, a usina com menor CV(R) (R\$ 14,00/MWh) obtém o maior lucro. Isso não significa dizer que para qualquer usina tratada basta declarar um baixo valor custo variável (CV(D)), e sim que o empreendimento que possui CV(R) inferior consegue variar CV(D) e obter um lucro superior.

Este capítulo mostrou a metodologia de cálculo do lucro para um empreendedor térmico que deseja entrar no Leilão de Energia Nova. Foi considerado que ele tem conhecimento do ICB do leilão e dos custos da usina. Foi mostrado, no capítulo anterior, que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e obter o ICB desejado. Além disso, é necessário estimar a geração futura da usina. Com essas informações, foi possível variar os custos declarados do empreendimento e calcular o lucro máximo que este pode obter. No exemplo mostrado, as usinas de menor custo variável real (CV(R)) conseguiram obter os maiores lucros. Cabe ressaltar que a função do lucro obtida não vale para qualquer caso e apenas para o exemplo feito, no qual foram utilizadas usinas com *ICB real* de R\$

112,66/MWh e *ICB declarado* de R\$ 144,00/MWh³². Falta agora analisar quais são os riscos associados aos parâmetros estimados, geração futura e ICB do leilão.

³² Foi denotado como ICB real o valor de ICB utilizado para calcular os custos, enquanto o declarado será o ICB utilizado no leilão e, por conseguinte, usado para calcular as receitas.

7. ANÁLISE DE RISCOS

O capítulo anterior apresentou a metodologia de cálculo do lucro de um empreendimento termelétrico que pretende entrar no Leilão de Energia Nova. Foi visto, também, que para fazer este cálculo o empreendedor tem que estimar alguns parâmetros que só serão conhecidos futuramente como o ICB vencedor do leilão e a geração futura da usina. Foi utilizado como ICB um valor que teria sido selecionado no 7º Leilão de Energia Nova e para geração futura, a média da matriz $GERA_{c,m}$, obtida no cálculo do ICB.

Analisando estes parâmetros, foi mostrado que o empreendedor que escolhesse uma usina de baixo custo variável obteria o maior lucro dentre os empreendimentos³³. É necessário, no entanto, verificar se os valores observados no futuro forem diferentes dos estimados, por exemplo, se o ICB no leilão de energia for inferior ao utilizado para calcular o lucro. Nesse caso, o empreendedor deve também observar os riscos associados à incerteza dos valores estimados previamente.

Este capítulo avalia os riscos da variação do preço da energia e do ICB do leilão de energia nova. As incertezas sobre os valores, todavia, serão analisadas em separado, isto é, primeiro será visto o que ocorre com o lucro caso o preço da energia sofresse mudanças e, em seguida, será verificado o mesmo impacto ao variar o ICB. Sendo que, no final de cada seção, será mostrado um diagrama Risco X Retorno, que avaliará os empreendimentos.

7.1. ANÁLISE DO CMO

No início do trabalho foi definido o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa, de forma simplificada, o custo da energia para atender uma carga adicional. Nos cálculos feitos até agora tanto do ICB, como do lucro, o CMO serviu como parâmetro de comparação com o custo variável declarado (CV(D)) da usina. Se o CV(D) for superior ao preço da energia, o gerador deve apenas gerar a inflexibilidade, caso contrário, deve gerar a disponibilidade.

³³ Lembrando que esse resultado vale para as premissas adotadas no capítulo anterior.

O CMO é disponibilizado pela EPE antes do leilão e é conhecido por todos os agentes. O CMO foi utilizado nos exemplos para o cálculo do ICB e como estimativa da geração futura. Para o primeiro, não existe risco associado, pois o CMO é o mesmo para todos os agentes. No segundo caso, existe um grande risco do preço da energia sofrer variações.

A análise será sobre a variação do preço da energia futura no mercado que, nos exemplos feitos no capítulo anterior, utilizou a média da matriz $GERA_{c,m}$ e, por consequência, o CMO disponibilizado pela EPE. O empreendedor deve então avaliar o risco da variação do preço da energia no mercado ao lucro do empreendimento. Supondo que haja a variação de 1% no preço da energia, se o lucro variar 10%, significa dizer que esta é uma variável de risco e o empreendedor deve então estimar com precisão. Por outro lado, se a variação de 10% do preço apenas variar o lucro em 1%, o empreendedor pode se prender a outros parâmetros que causem maior volatilidade do lucro.

O risco associado ao projeto está na variação da geração da usina. Esta variação será causada pela mudança do preço da energia no mercado, em relação ao preço estimado (CMO). Neste caso, ao calcular a geração da usina, foi utilizada a matriz do CMO. Variar apenas o valor da energia gerada para cada usina seria uma das alternativas, mas esta alternativa seria artificial. Para que todas as alternativas de investimento – usinas de diferentes características – possam ser submetidas ao mesmo risco, foi escolhido modificar o preço da energia, isto é, o CMO, preço da energia estimada. Este impactará na geração de cada usina e, conseqüentemente, no lucro estimado. A Figura 7.1 mostra a relação do CMO, da geração e do lucro:

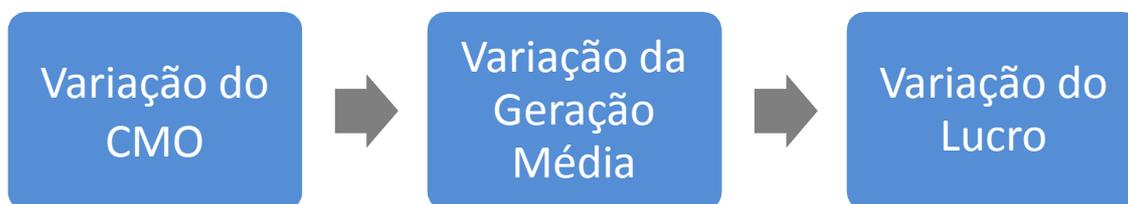


Figura 7.1 – Fluxo da Variação do CMO e Lucro

Pelas equações do cálculo do lucro fica fácil observar a relação da geração média e do lucro. A Equação (7.1), a seguir, mostra que a relação entre geração média e lucro é linear.

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) + (CV(D) - CV(R)) * (GERA(M) - Inflex) * 8760} \quad (7.1)$$

Como observado nos exemplos anteriores, pode-se supor que a inflexibilidade é zero e, para obter o lucro máximo, o empreendedor deve declarar CV(D) inferior à CV(R), com isso:

$$\mathbf{Lucro = (RF(D) - RF(R)) - (CV(R) - CV(D)) * GERA(M) * 8760} \quad (7.2)$$

Em que:

GERA(M): geração média no ano, em MW médios;

8760: número de horas do ano.

Utilizando a Equação (7.2), tem-se a equação do lucro, função de uma reta com inclinação negativa:

$$\mathbf{Lucro = A - B * (GERA(M) * 8760)} \quad (7.3)$$

Em seguida, deve-se analisar o impacto da variação do CMO nas gerações médias das usinas. Como exemplo serão utilizadas as usinas mostradas no capítulo anterior, conforme Tabela 7.1:

Tabela 7.1 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Receita Fixa Declarada (R\$ mil/ano)	107.415,98	118.516,14	140.165,49	169.660,93	298.607,95
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Para cada usina da Tabela 7.1 foi feita uma variação de 70% a 130% dos valores do CMO³⁴. O impacto nas gerações médias pode ser observado na Figura 7.2:

³⁴ A variação do CMO foi obtida multiplicando a tabela do CMO por valores que variam de 0,3 (30%) a 1,3 (130%).

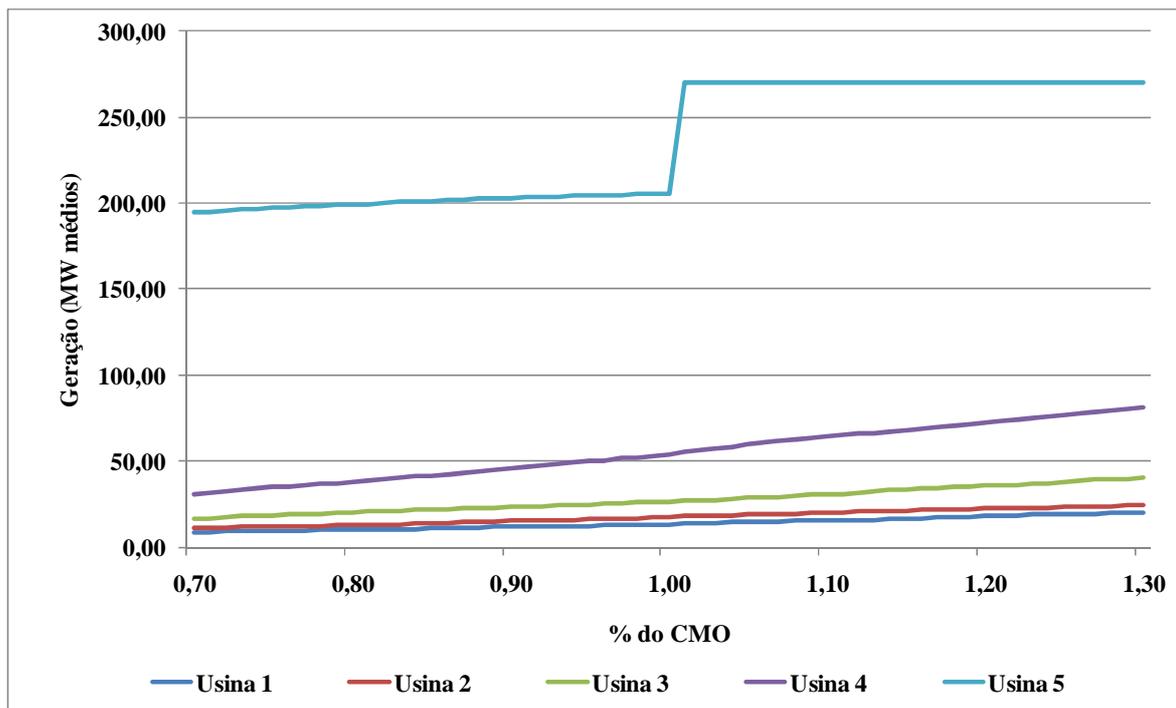


Figura 7.2 – Geração Média com a Variação do CMO

É possível observar, na Figura 7.2, que as Usinas 1 a 4 apresentam variações da geração praticamente lineares em relação ao CMO. A Usina 5 teve comportamento diferente. Para as quatro primeiras usinas as gerações são próximas e o crescimento é aproximadamente linear. A última usina, no entanto, apresenta uma geração muito superior às demais e existe ainda um ponto de descontinuidade.

A descontinuidade observada no gráfico, na geração da Usina 5, teve como causa o baixo valor de CV(D), próximo ao PLD mínimo. Ao reduzir o valor de CMO, o CV(D) passou a ser menor que o PLD mínimo e a usina passou então a gerar a disponibilidade o ano inteiro. Tendo em vista este fato e a observação feita na seção 2.4, na qual foi ressaltado que os limites de PLD máximo e mínimo visam proteger as empresas geradoras e consumidoras de grandes variações do preço da energia, será utilizada uma geração constante a partir do ponto de inflexão. Dessa forma, a geração ficará como apresentado pela Figura 7.3:

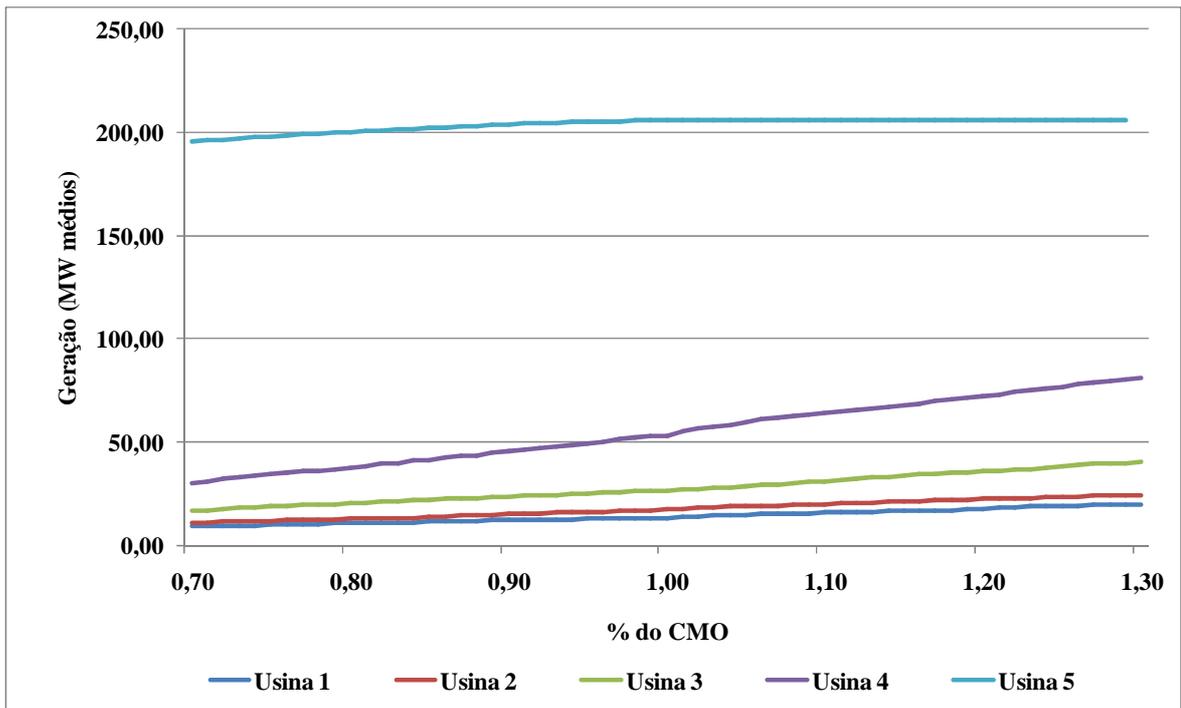


Figura 7.3 – Geração Média com a Variação do CMO

A mesma análise pode ser feita para o lucro, isto é, pode-se observar o comportamento deste com a variação do CMO. Utilizando a variação da geração média com CMO, Figura 7.3 e a Equação (7.3), chega-se na Figura 7.4:

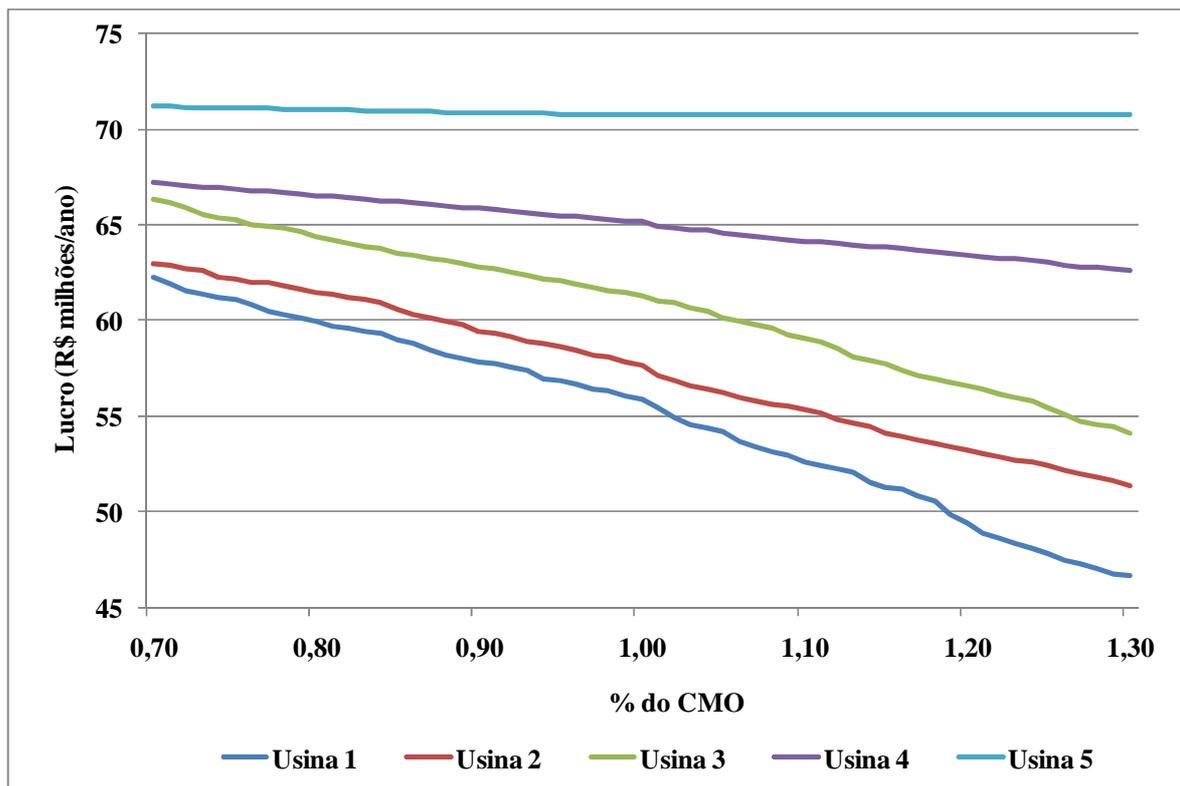


Figura 7.4 – Lucro com a variação do CMO

A Figura 7.4 mostra o lucro de cada usina com a variação do CMO, nas quais as com maiores CV(R) não conseguem alcançar lucros superiores aos das usinas de menores CV(R). Isso foi causado pela variação do despacho das usinas com a variação do preço da energia. Foi visto na Figura 7.3 que o aumento do preço da energia causa um maior despacho das usinas e, por conseguinte, redução do lucro. As usinas, neste caso, reduziram o CV(D) para maximizar o lucro e, com isso, o aumento do despacho significa um aumento da despesa variável.

Outro aspecto observado foi a inclinação da variação do lucro com o CMO. As usinas de maior CV(R) têm o seu lucro mais volátil, ou seja, sua inclinação é superior às demais.

A Figura 7.4 demonstra a análise da variação do lucro com o CMO, contudo é possível visualizar esta variação por variação, isto é, cada curva representa uma variação do CMO. Esta representação mostra a variação do lucro em diversos cenários de CMO, veja a Figura 7.5:

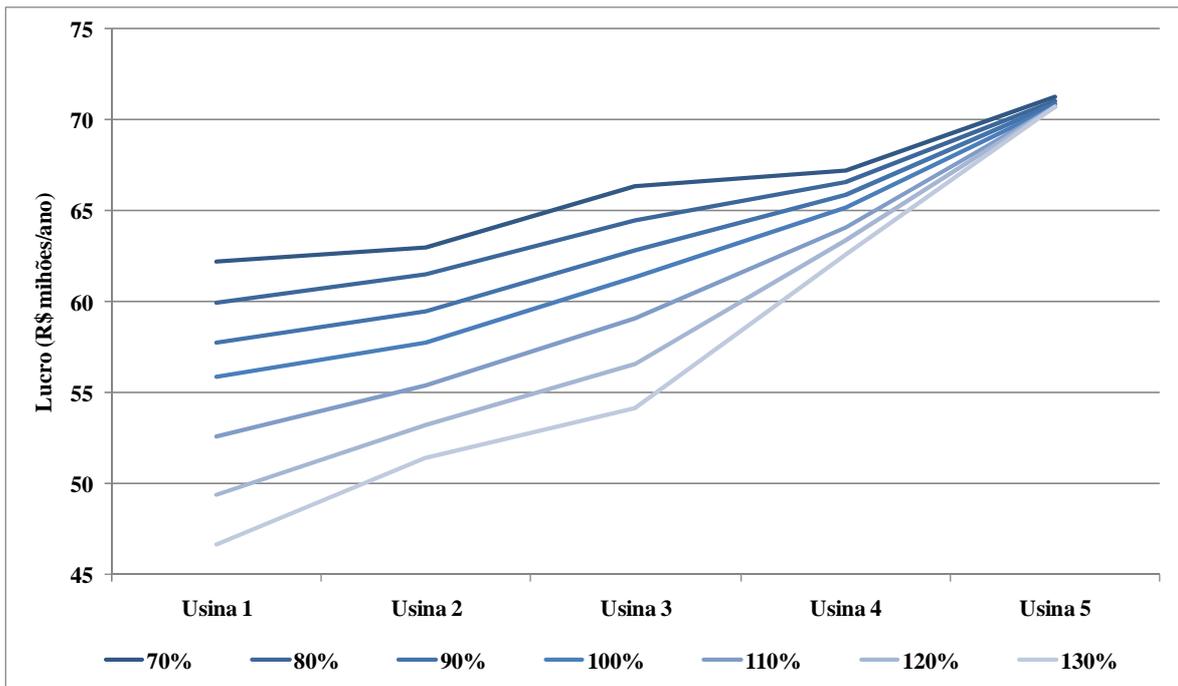


Figura 7.5 –Lucro para Cenários de CMO

Pode-se verificar, pela Figura 7.5, que a volatilidade do lucro com relação ao CMO é superior nas usinas de baixo CV(R). Para baixos CV(R) a dispersão é menor, sendo que no caso da Usina 5, o lucro quase não varia – fato que pode ser observado também na Figura 7.4, na qual o lucro é praticamente uma reta de inclinação nula. Quando maior a variação do lucro – dispersão em relação à média –, maior será o risco.

A variação do lucro com relação ao CMO pode ser representada por um diagrama Risco X Retorno, no qual os Retornos serão os lucros médios e o risco será a dispersão em relação à média ou desvio padrão. O valor do CMO foi variado percentualmente de 50% até 150% e foi obtido o diagrama mostrado na Figura 7.6:

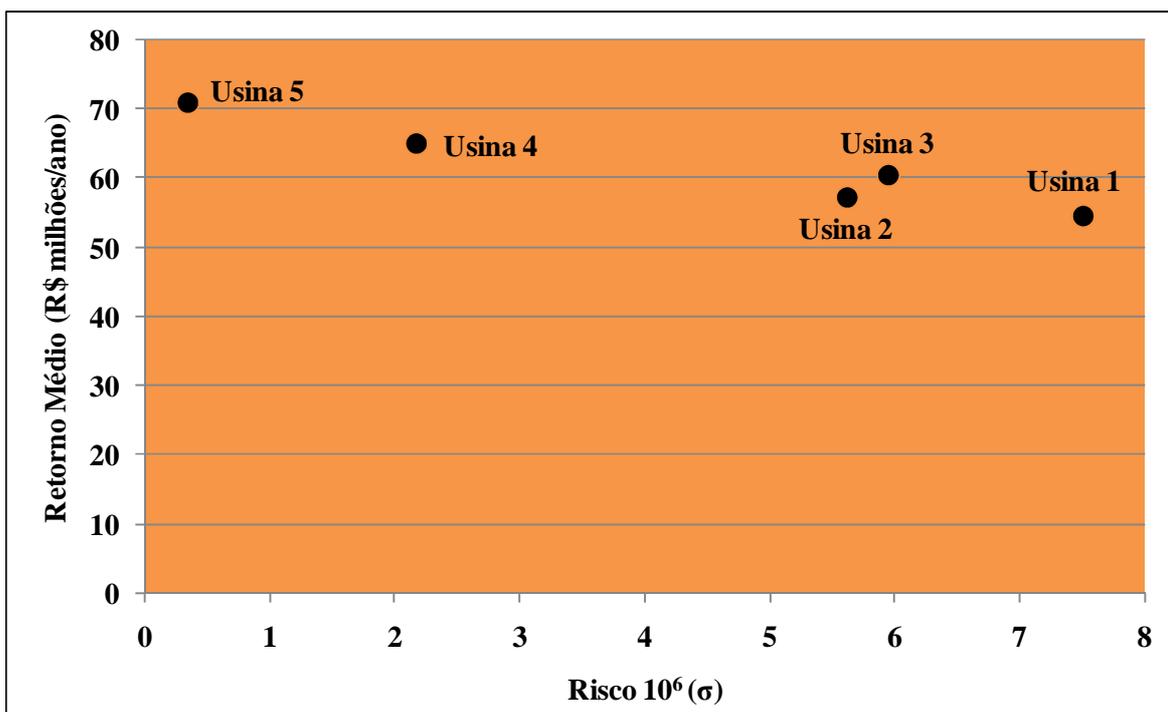


Figura 7.6 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do CMO

A Figura 7.6 mostra o retorno esperado ou médio para cada tipo de usina escolhida. Como já observado, a Usina 5 sofre pequenas variações de CMO, ou seja, esta se aproxima a um *ativo livre de risco*³⁵. Para as demais usinas existe um risco associado – variação do CMO – ao retorno.

Levando em consideração a análise dos desvios, é possível classificar as usinas pelo seu Coeficiente de Variação³⁶ (σ/μ) e, com isso, verificar as melhores oportunidades de investimento. Calculando os coeficientes para cada usina, é obtida a Tabela 7.2:

³⁵ O Ativo Livre de Risco é aquele em que o investidor sabe exatamente quanto irá receber no vencimento, por exemplo, um título público com taxa pré-fixada.

³⁶ O Coeficiente de Variação é um índice que considera preferível o projeto que apresentar a menor relação entre o Desvio Padrão (Risco) e o Retorno do ativo.

Tabela 7.2 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	7.510.581,62	54.471.633,66	0,137880602
Usina 2	5.616.820,89	57.186.930,69	0,098218611
Usina 3	5.949.659,69	60.345.326,73	0,098593545
Usina 4	2.175.345,93	64.919.643,56	0,033508285
Usina 5	348.341,27	70.975.623,76	0,004907900

Dentre as alternativas de investimento mostradas na Tabela 7.2, deve-se escolher aquela que segue os seguintes princípios:

- Para um mesmo risco tem o maior retorno;
- Para um mesmo retorno tem o menor risco.

Com estes princípios é possível entender o valor do coeficiente calculado. Este relaciona o risco (desvio) com o valor esperado do retorno (média). Quanto menor for o valor do coeficiente, melhor será o projeto, pois este terá uma menor proporção de risco com relação ao retorno.

Dessa forma, fica evidente, no exemplo mostrado, que a Usina 5 apresenta o menor coeficiente, pois tem o maior retorno e o menor risco. Ao ordenar as usinas por alternativas de investimento tem-se: Usina 5, Usina 4, Usina 2, Usina 3 e Usina 1. De forma geral, as usinas que possuem o menor CV(R) são melhores alternativas de investimento do que as usinas de alto CV(R) quando há mudança nos valores dos preços de energia.

7.2. ANÁLISE DO ICB

No capítulo 5 foi definido que o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração térmica. Nos exemplos anteriores foi estipulado um valor para o índice, próximo aos valores do último leilão de energia nova.

É possível considerar que ao participar do leilão, o empreendedor se depare com um ICB inferior ao que ele havia previsto. Neste caso, para que ele consiga estar entre os vencedores do leilão, deve reduzir a sua receita fixa declarada (RF(D)) e tornar o seu ICB novamente competitivo³⁷.

Da mesma forma como para a variação do CMO, foi calculado para valores de ICB, de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh³⁸, os retornos médios e seus respectivos desvios. Os parâmetros fixados para os cálculos foram o custo variável real (CV(R)), receita fixa real (RF(R)) e custo variável declarado (CV(D)), para se adaptar à mudança do ICB, o empreendedor deve alterar sua receita fixa declarada (RF(D)). Serão utilizados os valores mostrados na Tabela 7.3:

Tabela 7.3 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Real (R\$/MWh)	500,00	380,20	260,40	140,60	20,80
Receita Fixa Real (R\$ mil/ano)	31.919,21	46.049,25	65.231,51	99.629,22	218.306,73
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73
ICB (R\$/MWh)	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00

Com os dados da Tabela 7.3 é possível traçar o digrama Risco X Retorno da mesma forma como foi feito para a variação do CMO, só que desta vez utilizando a variação do ICB. Observe a Figura 7.7:

³⁷ O procedimento do leilão de energia nova permite que, em cada lance, o empreendedor possa dar um lance na receita fixa declarada, uma vez que os demais parâmetros foram informados antes do certame e, assim, não podem ser modificados.

³⁸ O ICB foi variado de R\$ 110,00/MWh, valor no qual as usinas sofreriam prejuízo, até R\$ 150,00/MWh, valor superior ao máximo já observado em leilões.

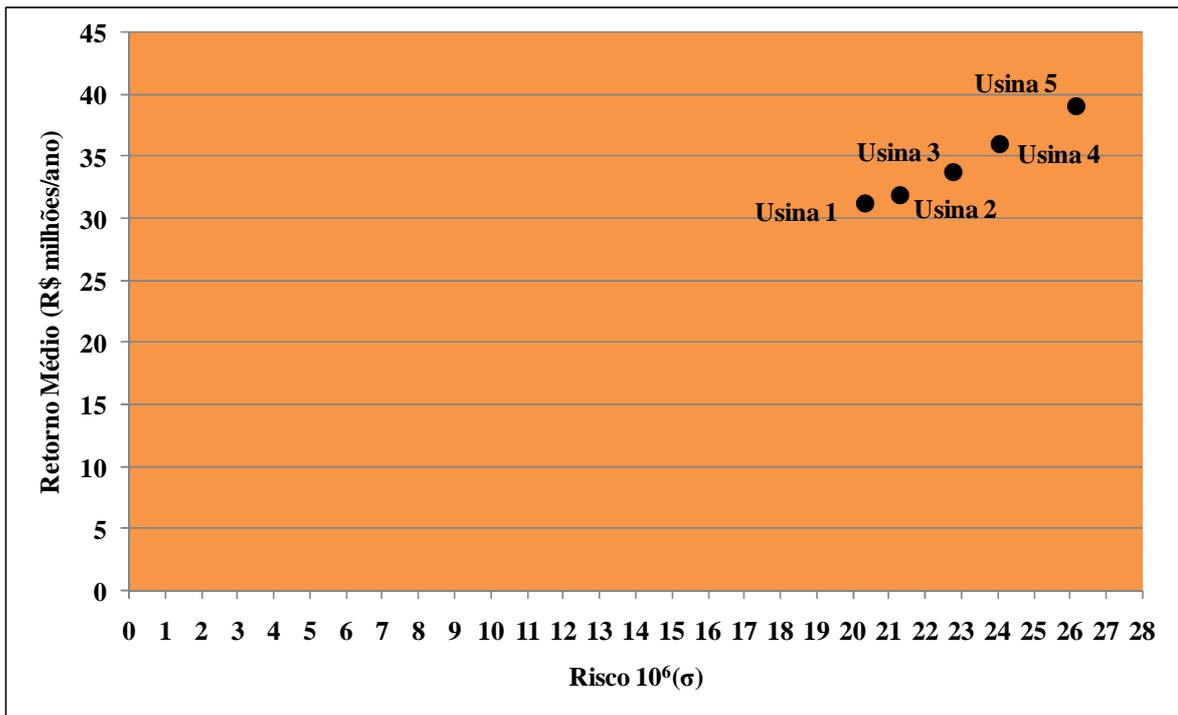


Figura 7.7 – Diagrama Risco X Retorno para Variação do ICB

No diagrama da Figura 7.7 é possível observar que as usinas possuem desvios e médias próximos, assim, apresentam riscos e retornos muito parecidos. Isso se deve ao fato da variação do ICB afetar o lucro delas de forma muito parecida. A Figura 7.8 mostra a variação do lucro com o ICB:

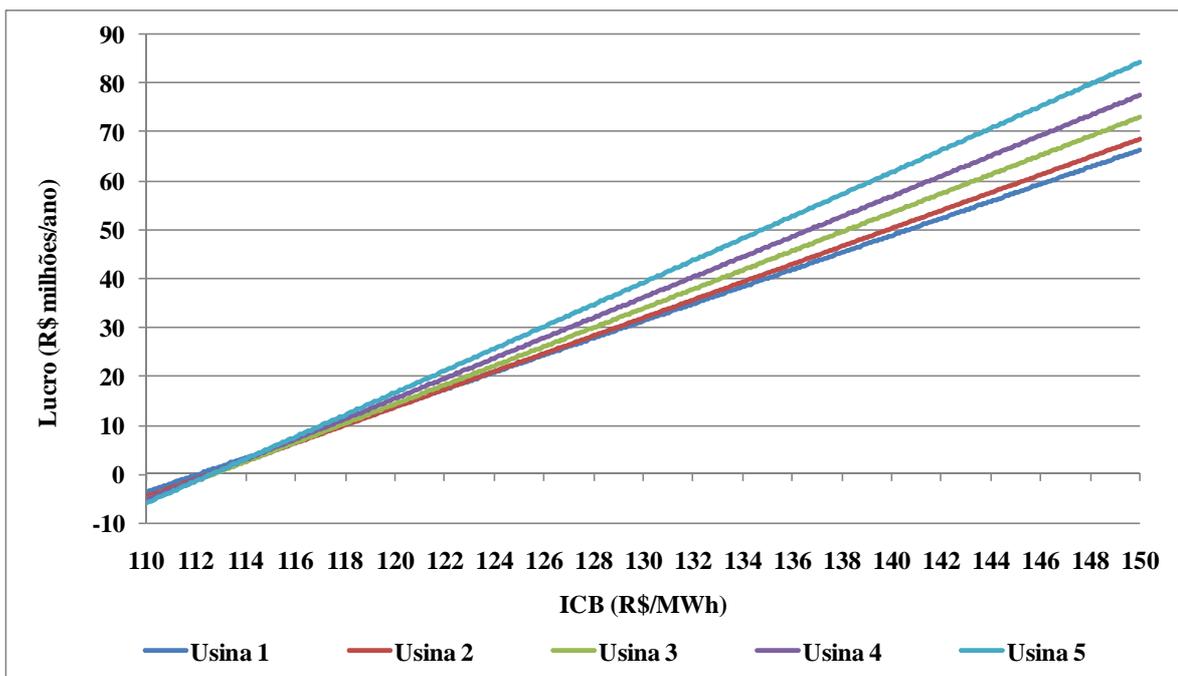


Figura 7.8 – Lucro com a Variação do ICB

O gráfico da Figura 7.8 mostra que para ICB inferior a R\$ 112,66/MWh, os empreendimentos sofrem prejuízo e a partir desse valor o lucro cresce linearmente.

Da mesma forma como foi feito com o CMO, é possível calcular o Coeficiente de Variação (σ/μ) para as médias e desvios encontrados, observe a Tabela 7.4:

Tabela 7.4 – Risco, Retorno e Coeficiente de Variação

	Risco σ (R\$/ano)	Retorno μ (R\$/ano)	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	20.327.813,68	31.304.395,87	0,649360
Usina 2	21.279.123,24	31.998.330,72	0,665007
Usina 3	22.750.323,92	33.870.153,44	0,671692
Usina 4	24.069.335,73	36.066.543,44	0,667359
Usina 5	26.168.272,87	39.130.162,61	0,668749

Para o exemplo mostrado, com variação do ICB de R\$ 110,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, as usinas apresentaram valores próximos de riscos e retornos e, em consequência disso, os valores do coeficiente também foram muito próximos. Para o caso analisado, as usinas foram classificadas de acordo com o coeficiente, isto é, da melhor alternativa de investimento para a menos favorável: Usina 1, Usina 2, Usina 4, Usina 5 e Usina 3. O que mostra que a Usina 1, de menor valor de CV(R), é a melhor opção de investimento, enquanto a Usina 3 é a menos favorável, tendo em vista a variação do ICB.

Os exemplos do capítulo mostraram o que acontece com o lucro quando há variação do ICB do leilão, isto é, quando o ICB é diferente do esperado pelo empreendedor e, também, quando o preço da energia varia, o que nos exemplos foi tratado como uma variação do CMO. O empreendedor, no entanto, terá que lidar com os riscos de forma conjunta, ou seja, ele terá que avaliar o empreendimento tendo em vista todos os riscos associados ao mesmo tempo. O capítulo seguinte traz a análise de risco do empreendimento para o caso de variação, tanto o ICB do leilão, como o preço da energia no mercado.

8. DISTRIBUIÇÃO DO RISCO

O capítulo anterior tratou do comportamento do lucro à variação de dois parâmetros: o Índice de Custo Benefício e o preço da energia no mercado. Foi analisado o caso em que o empreendedor estimou um dos parâmetros e se observou a resposta do lucro à variação do parâmetro estimado. Os casos apontaram para diferentes respostas, em um deles a melhor alternativa de investimento foi a usina de menor custo variável real e no outro, a usina de maior custo real. Qual dos dois empreendimentos será escolhido pelo investidor?

Neste capítulo será mostrada a análise de risco, no entanto, ambos os parâmetros – ICB do leilão e preço da energia – serão variados. Sendo que, aliada a esta variação haverá uma probabilidade associada. Com isso, o lucro resultante da análise não será um valor médio dos lucros, será o lucro esperado do investimento ou retorno esperado.

A seção seguinte traz um exemplo simples de uma alternativa de investimento que servirá para introduzir os conceitos utilizados na análise de investimento.

8.1. RETORNO ESPERADO DE UM ATIVO

Ao aplicar o seu dinheiro em um ativo, o investidor tem consciência que os resultados gerados pelo seu investimento dependem de vários fatores como, por exemplo, o cenário econômico. Pode-se imaginar que ao comprar uma ação de uma empresa, o investidor tenha um ganho de 20% do capital investido, caso o cenário econômico seja de crescimento intenso do país. Em outra situação, no entanto, o investidor terá um prejuízo de 10% do seu capital, caso a economia entre em recessão. Como um investidor medirá se comprar este ativo é vantajoso para sua carteira?

Na análise de investimento, o retorno esperado de um ativo é o valor esperado do ativo, tendo em vista as probabilidades do retorno para cada cenário. Considere o exemplo mostrado na Tabela 8.1 abaixo:

Tabela 8.1 – Exemplo de Retorno de um Ativo

Cenário	Retorno (r)	Probabilidade (p)
Otimista	30%	15%
Moderado	5%	60%
Pessimista	-10%	25%

Para este exemplo, existem três cenários distintos, onde o retorno esperado do ativo tem uma probabilidade³⁹. Para este exemplo, é possível calcular o retorno esperado do ativo de acordo com a Equação (8.1):

$$\text{Retorno Esperado} = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i \quad (8.1)$$

Para o exemplo da Tabela 8.1, tem-se:

$$\text{Retorno Esperado} = 0,3 * 0,15 + 0,05 * 0,6 - 0,10 * 0,25 = 5\%$$

Isso mostra que este investimento tem retorno esperado de 5%, conforme calculado. O risco, no entanto, também deve ser analisado, tendo em vista o desvio padrão da série mostrada na Tabela 8.1. Pode-se então obter o desvio pela Equação (8.2):

$$\text{Desvio} = \sigma = \sqrt{\text{Variância}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n [(r_i - \bar{r})^2 * p_i]} \quad (8.2)$$

Para o exemplo:

$$\sigma = \sqrt{[(0,3 - 0,05)^2 * 0,15 + (0,05 - 0,05)^2 * 0,6 + (-0,1 - 0,05)^2 * 0,25]} = 12,25\%$$

Com vista nos dados obtidos, é possível observar que o investimento possui uma rentabilidade positiva, contudo, apresenta um risco alto devido à grande diferença entre os retornos em cada cenário.

³⁹ A soma das probabilidades tem que resultar em 100%.

8.2. DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE

A análise mostrada na seção anterior considerou que cada alternativa de investimento possui um retorno e uma probabilidade associada. O capítulo anterior mostrou como o lucro de cinco empreendimentos termelétricos reagiu às variações no preço da energia e no ICB do leilão. Será feita análise semelhante a da seção anterior nos mesmos empreendimentos mostrados no capítulo anterior, só que para cada alternativa de preço de energia e de ICB do leilão haverá uma probabilidade associada. Dessa forma, no cálculo do lucro do empreendedor, o resultado será o retorno esperado do investimento.

Esta seção definirá as probabilidades associadas a cada alternativa, tanto do ICB, como do preço da energia. Para tanto, serão utilizados valores de ICB de leilões anteriores e preços de energia de todos os CMO já disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Ao analisar todos os leilões de energia nova, foram utilizados os valores de ICB vencedores do leilão. Com isso, foi possível aproximar a probabilidade do ICB no leilão por uma Distribuição Normal, tendo em vista que, calculou-se o desvio padrão e a média. Desta forma, foi traçada distribuição mostrada na Figura 8.1:

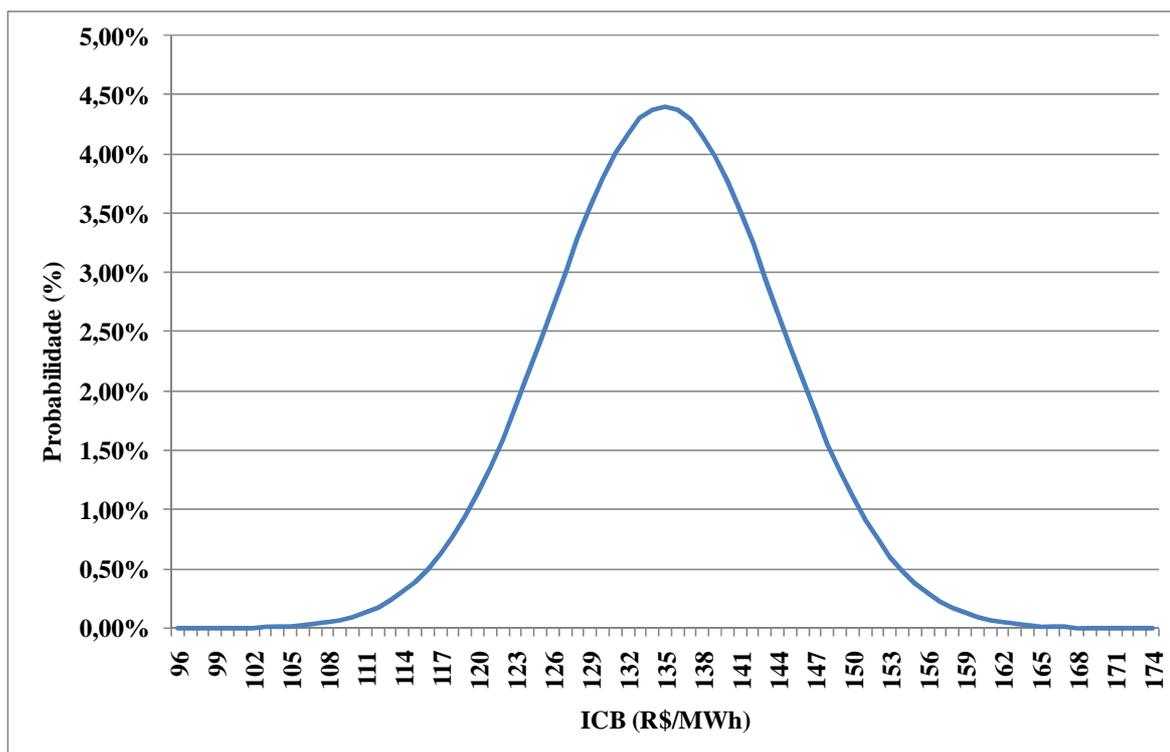


Figura 8.1 – Distribuição de Probabilidade para o ICB

O gráfico da Figura 8.1 mostra a distribuição de probabilidade do ICB no leilão. Este foi aproximado à Distribuição Normal⁴⁰, com média de R\$ 134,93/MWh e desvio padrão de R\$ 9,07/MWh.

Os cálculos deste capítulo foram feitos com as mesmas usinas mostradas no capítulo anterior. Os dados das usinas utilizados são mostrados na Tabela 8.2:

Tabela 8.2 – Parâmetros das Usinas

Dados	Usina 1	Usina 2	Usina 3	Usina 4	Usina 5
Potência (MW)	300	300	300	300	300
Disponibilidade (MW)	270	270	270	270	270
Inflexibilidade (MW)	-	-	-	-	-
Custo Variável Declarado (R\$/MWh)	334,44	282,49	202,15	130,12	15,50
Garantia Física (MW)	200,21	209,58	224,07	237,06	257,73

⁴⁰ Pelo Teorema Central do Limite, à medida que o número de variáveis aleatórias independentes – com média e variância finitos – tende a infinito, a média amostral se aproxima de uma Distribuição Normal.

Uma análise semelhante à do ICB foi feita para o preço de energia. Como preço de energia considerou-se os valores de CMO disponibilizados pelo EPE. Tabelas de CMO de 2006 a 2015, de 2009 a 2016 e de 2009. Com essas tabelas, foram geradas matrizes GERA – idênticas às utilizadas nos cálculos do ICB – para cada uma das tabelas de CMO. A partir das matrizes GERA, foram calculadas as gerações médias para cada série sintética. Com isso foi gerado um universo de valores de geração média para cada usina, nos quais foram obtidos valores médios e desvios (de geração média).

Com as médias e desvios, foram obtidas distribuições de probabilidades, mostradas na Figura 8.2:

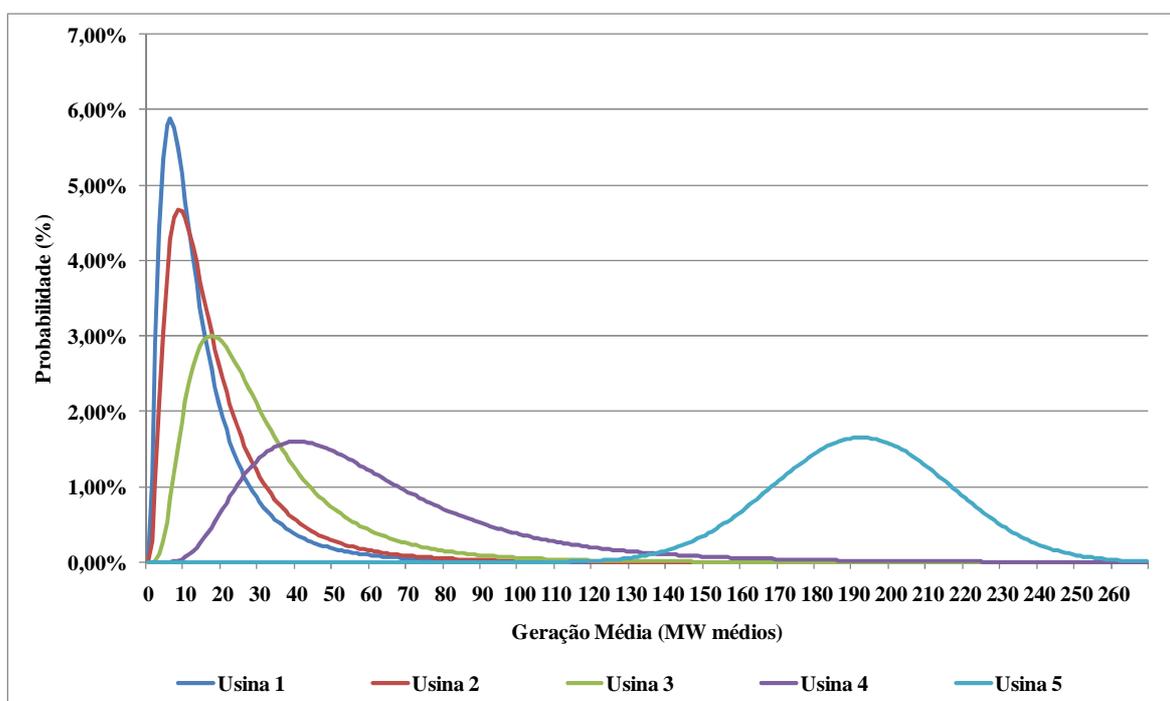


Figura 8.2 – Distribuições de Probabilidade para Gerações Médias

É possível observar na Figura 8.2 as diferentes distribuições de probabilidade das Usinas 1 a 5. Este gráfico difere do mostrado na Figura 8.1, pois para o ICB, utilizou-se uma Distribuição Normal, enquanto para a geração média a Distribuição Log-Normal. Para este gráfico, deve-se verificar alguns aspectos como, por exemplo, a geração não poderá ser negativa e, também, não poderá ser superior à disponibilidade da usina. Dessa forma, foi utilizada a distribuição Log-Normal, com os parâmetros mostrados na Tabela 8.3:

Tabela 8.3 – Parâmetros para Distribuição Log-Normal

	Média	Desvio Padrão
Usina 1	2,462170049	0,785180172
Usina 2	2,719153766	0,733462048
Usina 3	3,251067698	0,622307241
Usina 4	3,985090865	0,532520038
Usina 5	5,253583089	0,155171948

Com isso, tem-se para cada valor de geração média das usinas uma probabilidade associada. É possível, dessa forma, associar um valor de ICB a cada uma das gerações médias e obter a probabilidade de um cenário⁴¹ com uma geração e um ICB⁴².

Com as probabilidades de geração média e do ICB para o leilão, traçou-se um gráfico para cada usina. Para a Usina 1 a distribuição de probabilidade obtida é mostrada na Figura 8.3:

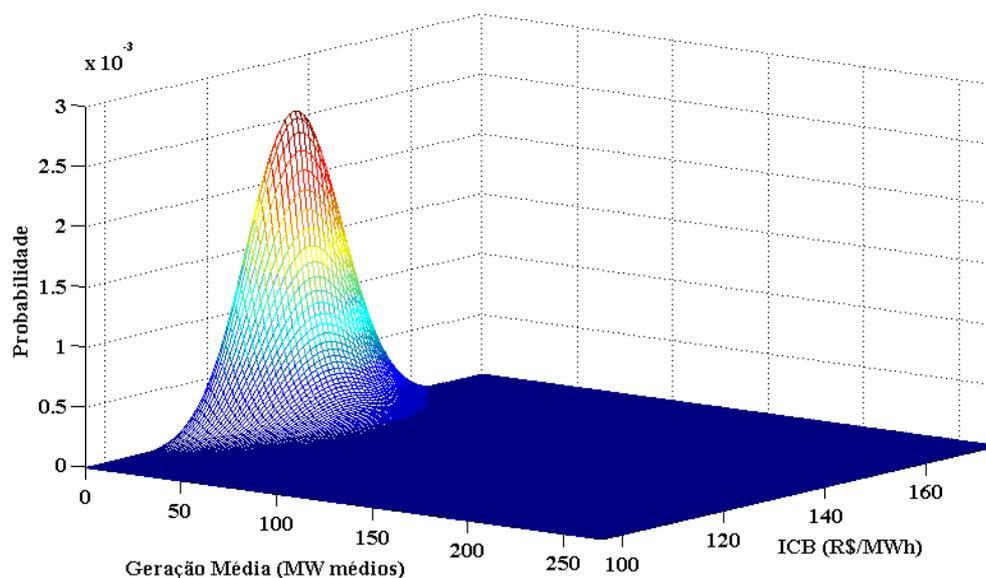


Figura 8.3 – Distribuição de Probabilidade da Usina 1

⁴¹ Será denotado como cenário a combinação de um valor de ICB – de R\$ 96,00/MWh a R\$ 174,00/MWh – e de geração média – de 0 a 270 MW médios.

⁴² A probabilidade dos eventos acontecerem será o produto das probabilidades, uma vez que os eventos são independentes.

É possível notar que para esta usina as maiores probabilidades encontram-se próximas aos menores valores de geração, isso se deve ao fato da usina apresentar alto custo variável declarado. Ao analisar as probabilidades de modo separado da Figura 8.3, nota-se a variação do ICB tem o mesmo comportamento da Figura 8.1. Veja a Figura 8.4, a seguir:

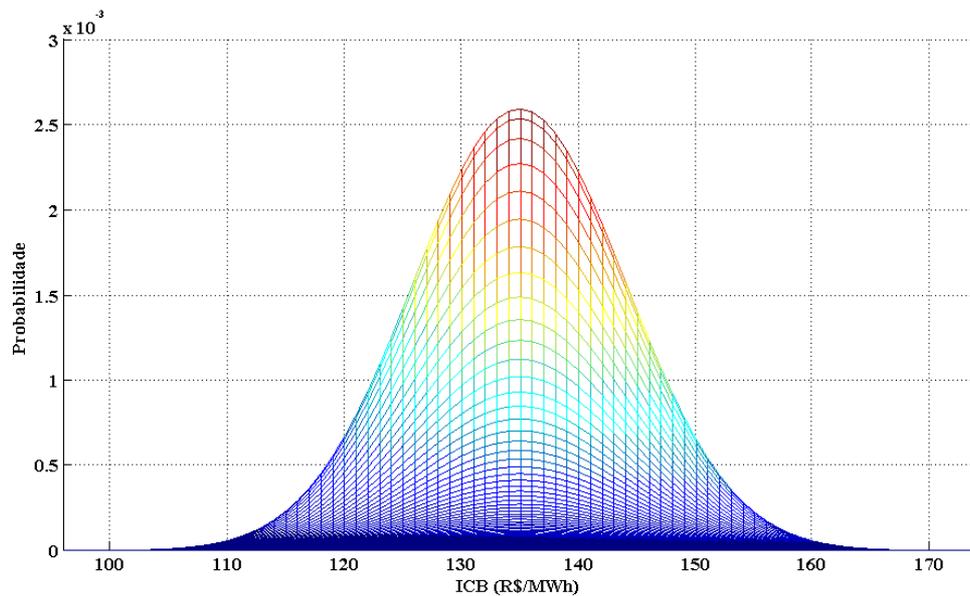


Figura 8.4 – Comportamento Normal do ICB

Este gráfico mostrou o comportamento Normal do ICB do leilão, algo que era esperado. Da mesma forma, pode-se avaliar a variação da geração e compará-la com a Figura 8.2. Veja a Figura 8.5:

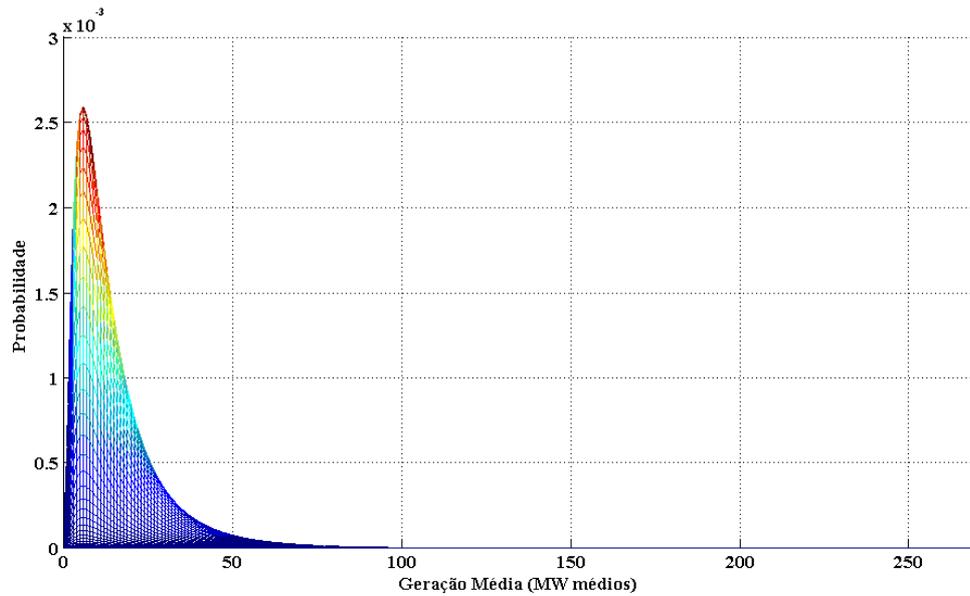


Figura 8.5 – Comportamento Log-Normal da Geração Média

Os comportamentos isolados formam a distribuição de probabilidade formada pela Figura 8.3. Da mesma forma pode-se traçar a distribuição para a Usina 2, observe a Figura 8.6:

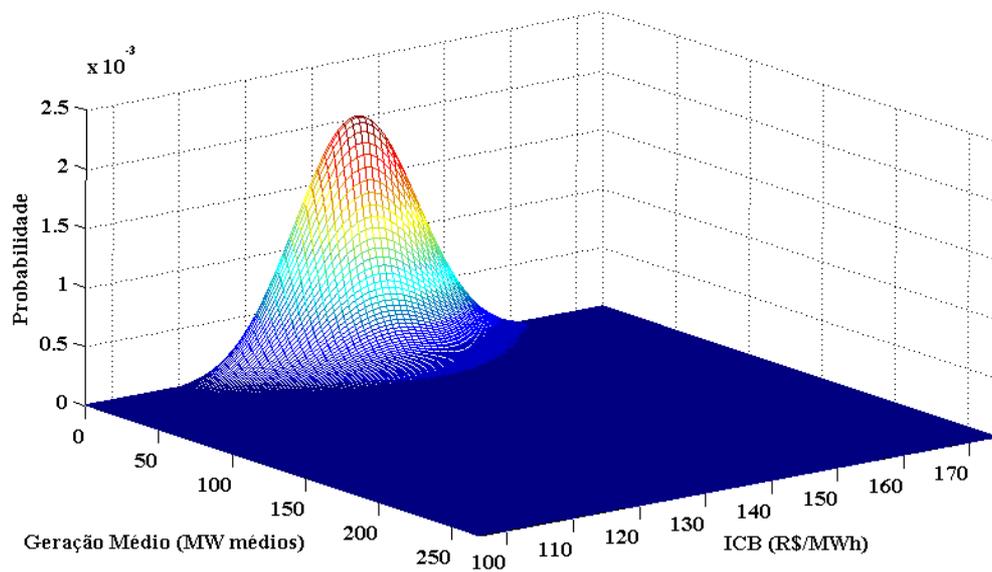


Figura 8.6 – Distribuição de Probabilidade da Usina 2

Para a Figura 8.6 nota-se um comportamento semelhante ao gráfico da Figura 8.3. As probabilidades, no entanto, são menores, ou seja, estão mais distribuídas. Isso se deve ao fato da distribuição usada na geração média apresentar um desvio superior à anterior.

Da mesma forma, foi traçada a distribuição para a Usina 3, como mostra a Figura 8.7:

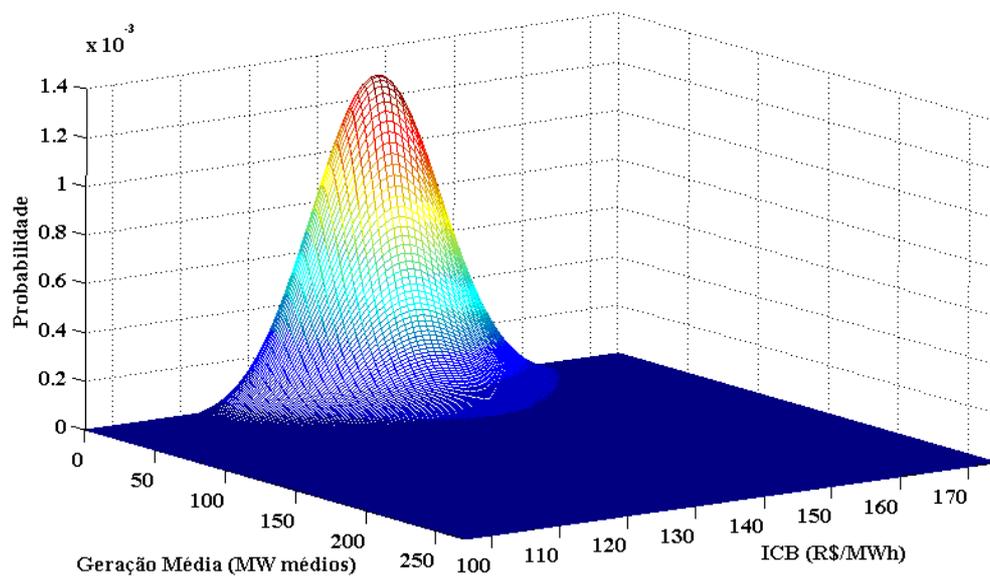


Figura 8.7 – Distribuição de Probabilidade da Usina 3

A geração da Usina 3 se mostrou ainda mais distribuída e o ponto com maior probabilidade apresentou uma geração média superior às demais. Observa-se a seguinte tendência, quanto menor a receita variável, maior será a geração média esperada para esta usina.

A Figura 8.8 apresenta a distribuição de probabilidade para Usina 4:

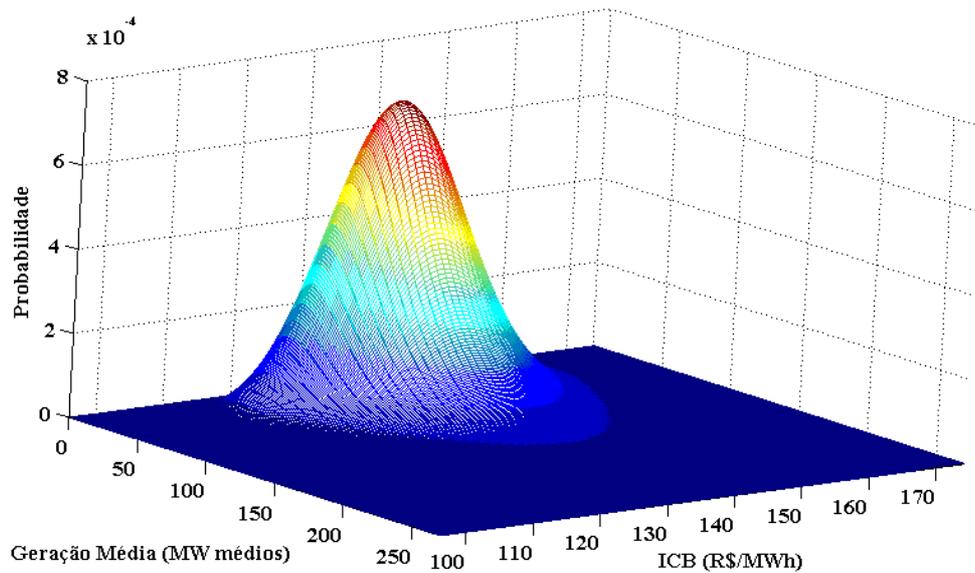


Figura 8.8 – Distribuição de Probabilidade da Usina 4

As mesmas observações feitas para a Figura 8.7 valem para a Figura 8.8. A distribuição foi mais espalhada e o valor de maior probabilidade apresenta uma geração superior às usinas mostradas até aqui.

Por último, tem-se o gráfico da probabilidade de ocorrências para a Usina 5, na Figura 8.9:

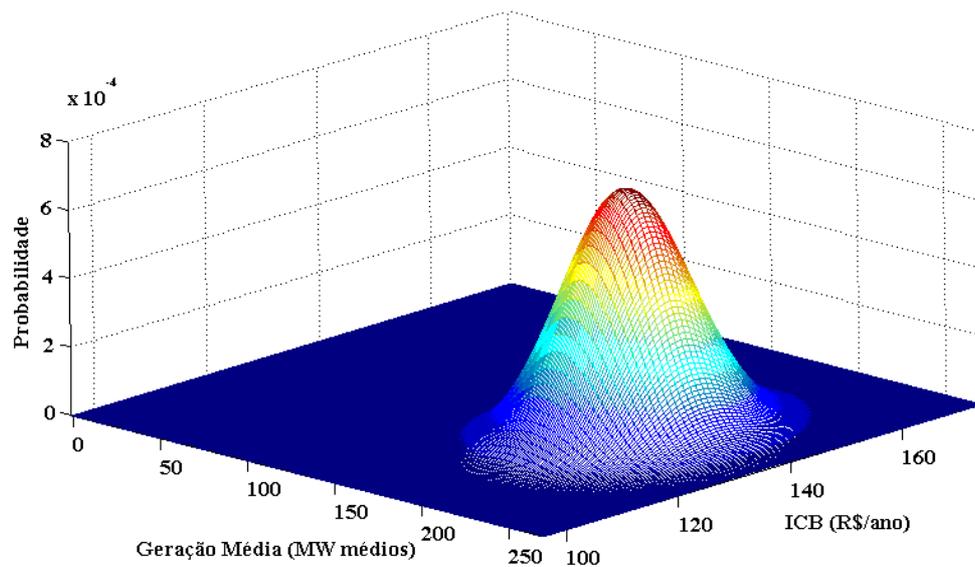


Figura 8.9 – Distribuição de Probabilidade da Usina 5

A Figura 8.9 segue a mesma tendência, com uma maior probabilidade, mais distribuída. Para este gráfico, no entanto, a geração média foi muito superior às demais, pois o CV(D) desta usina é bem inferior às demais.

Os gráficos mostrados foram traçados utilizando diversas combinações de ICB e das gerações médias das usinas. Estas últimas, observadas ao se variar o valor do CMO. Para cada combinação desses valores, é possível calcular o lucro de cada cenário e o lucro esperado com a soma dos lucros de cada cenário.

8.3. LUCRO ESPERADO

Da mesma forma como foi feita a análise do retorno de um ativo, deve-se calcular o lucro para cada combinação de geração média e ICB do leilão. O lucro de cada combinação, por sua vez, ao ser multiplicado pela probabilidade correspondente e somado – como feito na Equação (8.1) – resultará no retorno esperado do ativo.

No capítulo anterior, o retorno (lucro) calculado foi um valor médio dos retornos de cada cenário. Para o exemplo atual, o lucro de cada cenário apresenta uma probabilidade associada, que deve ser multiplicada ao lucro e a soma de todos esses valores resultará no retorno esperado do investimento.

A seção anterior mostrou as distribuições de probabilidade utilizadas para cada usina do exemplo. Para cada um dos cenários de ICB e geração média, calculou-se o lucro das usinas.

Para a Usina 1, o comportamento do lucro é mostrado pela Figura 8.10:

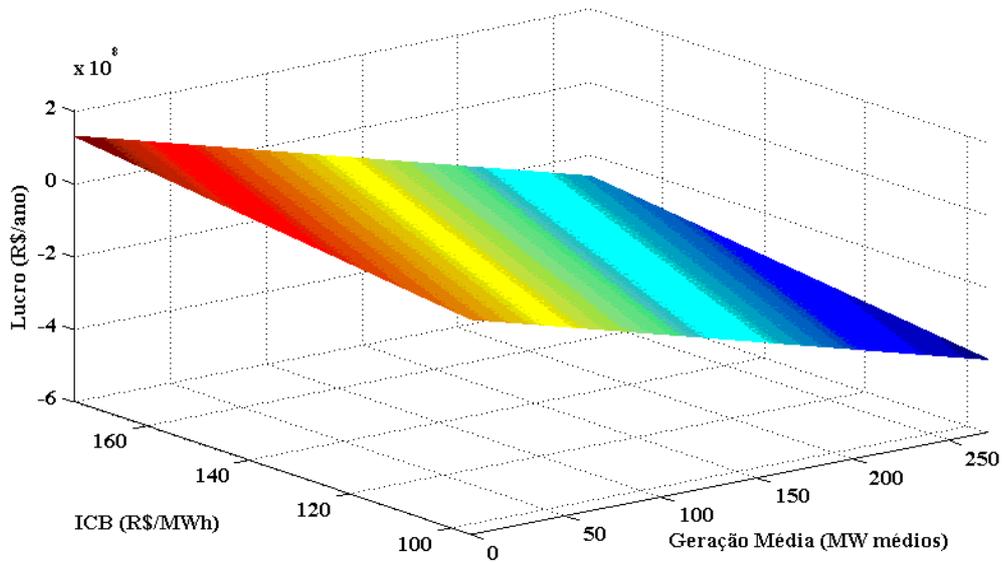


Figura 8.10 – Lucro para cada Cenário da Usina 1

É possível observar na Figura 8.10 que a relação do lucro com o ICB⁴³ e com a geração média é linear. Fato observado no capítulo anterior. Cabe observar que o gráfico apresenta regiões – faixas da mesma cor – nas quais o empreendedor conseguiria obter o mesmo lucro em diferentes cenários. No capítulo anterior, viu-se que a Usina 1 apresentava o menor risco para variações do ICB e o maior risco para geração média. No gráfico da Figura 8.10, observa-se este fato, pois as faixas, de mesmo lucro, ficaram praticamente paralelas ao eixo do Índice de Custo Benefício (ICB). Isso demonstra que, para a Usina 1 o lucro não varia tanto à mudanças no ICB do leilão. Por outro lado, a variação da geração média causa grandes variações no lucro do empreendimento.

A Figura 8.11 mostra o lucro para a Usina 2:

⁴³ Tendo em vista que variar o ICB representa declarar um valor diferente de Receita Fixa.

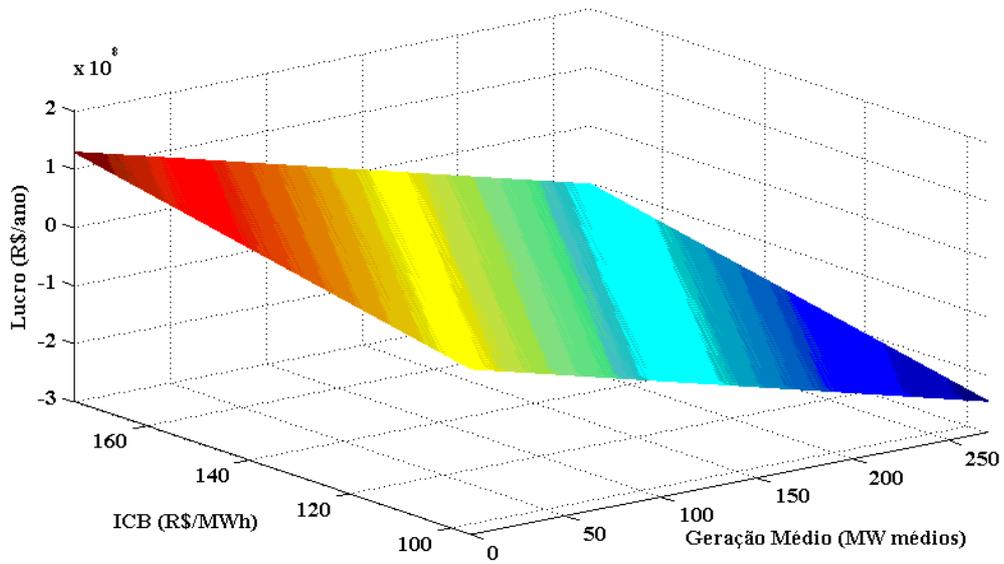


Figura 8.11 – Lucro para cada Cenário da Usina 2

Ao comparar a Figura 8.10 à Figura 8.11, é possível observar que houve uma mudança de escala. Isso mostra que a Usina 2 tem, em média, um retorno superior, além de conseguir alcançar lucros superiores aos da Usina 1 e de sofrer prejuízos menores.

Veja o gráfico para a Usina 3:

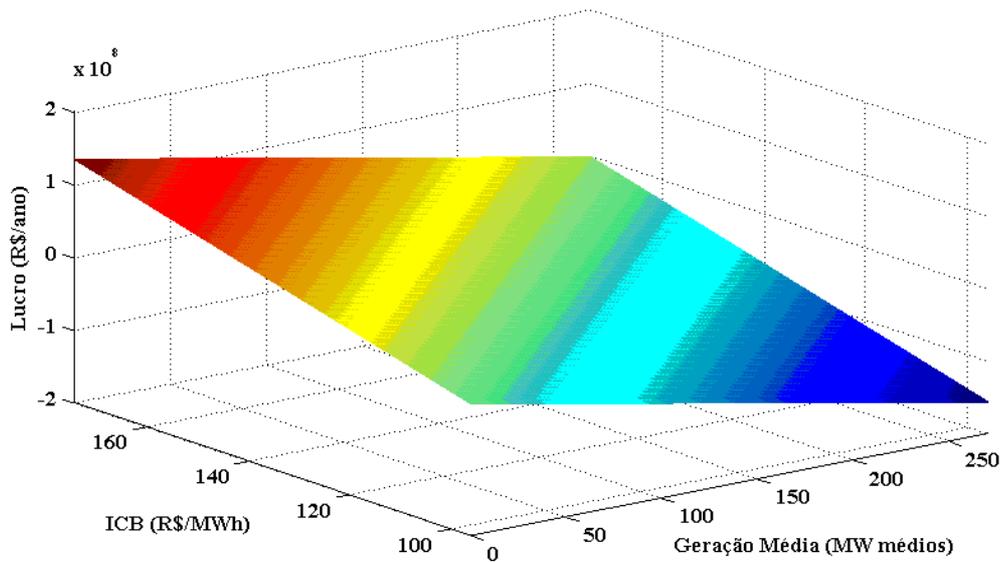


Figura 8.12 – Lucro para cada Cenário da Usina 3

Na Figura 8.12, observa-se novamente a mudança da escala. Para o exemplo mostrado, quanto menor for o valor do custo variável real (CV(R)), maior será o retorno médio.

Observe a Figura 8.13, com o lucro para a Usina 4:

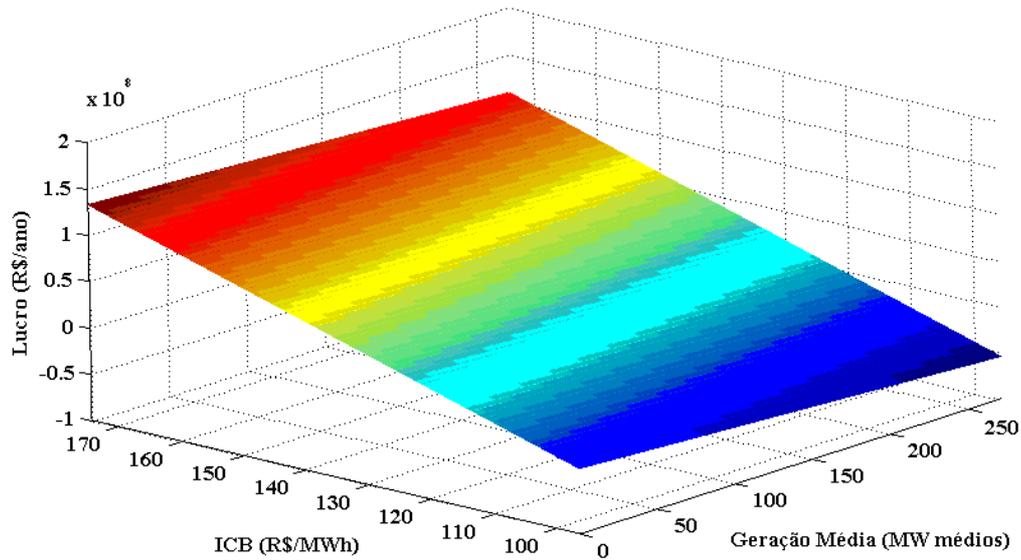


Figura 8.13 – Lucro para cada Cenário da Usina 4

Na Figura 8.13, pode-se observar que as faixas, de mesmo lucro, tendem a ficar paralelas ao eixo da geração média. No capítulo anterior, viu-se que as Usinas 4 e 5, de baixo custo variável, apresentaram os menores riscos à variações da geração média. Por outro lado, o ICB causa mudanças significativas no lucro. Esta observação também foi feita no capítulo anterior. No exemplo atual, no entanto, essas observações podem ser visualmente comprovadas.

Finalmente tem-se o lucro para a Usina 5, veja a Figura 8.14:

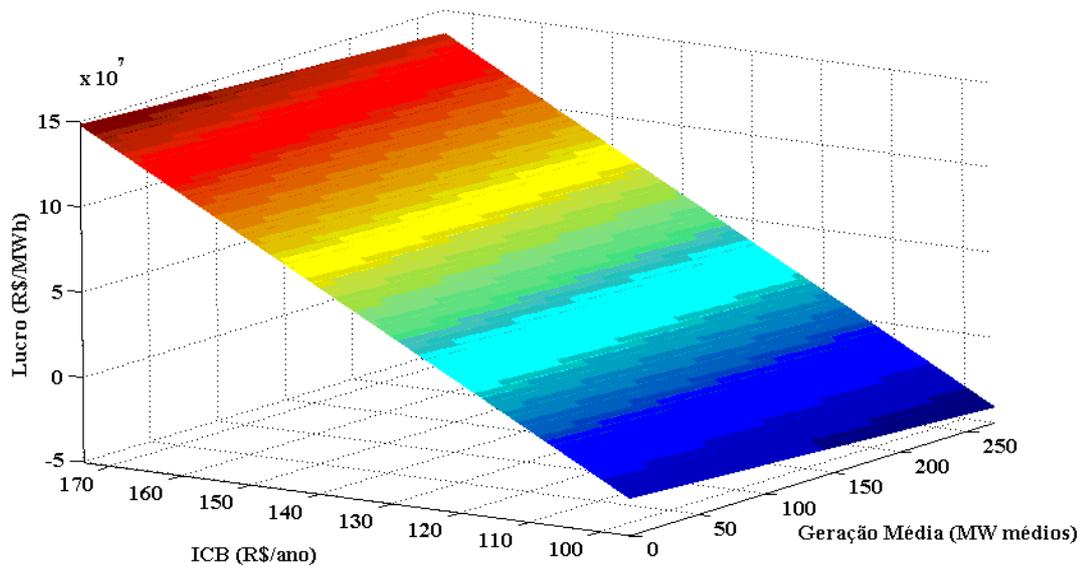


Figura 8.14 – Lucro para cada Cenário da Usina 5

A Figura 8.14 mostra a resposta do lucro para cada combinação de ICB e geração média. Esta usina comprova as observações feitas para o gráfico da Usina 4. A Usina 5 é a que apresenta o menor risco à variações da geração média.

Com os lucros devidamente calculados para cada combinação de geração média e ICB do leilão, basta multiplicar cada lucro pela respectiva probabilidade – o APÊNDICE apresenta os gráficos dos produtos do lucro pela probabilidade. A soma desses valores, como mostrado pela Equação (8.1), resulta no retorno esperado do investimento. Com isso cabe, portanto, calcular o lucro esperado e o desvio, utilizando a Equação (8.2). A Tabela 8.4 mostra os valores encontrados:

Tabela 8.4 – Lucro Esperado e Desvio Padrão

	Lucro Esperado (R\$/ano)	Desvio Padrão (R\$/ano)
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00

Com os valores da Tabela 8.4, foi possível traçar o diagrama Risco x Retorno, considerando o lucro esperado (retorno esperado) e desvio padrão (risco). Observe a Figura 8.15:

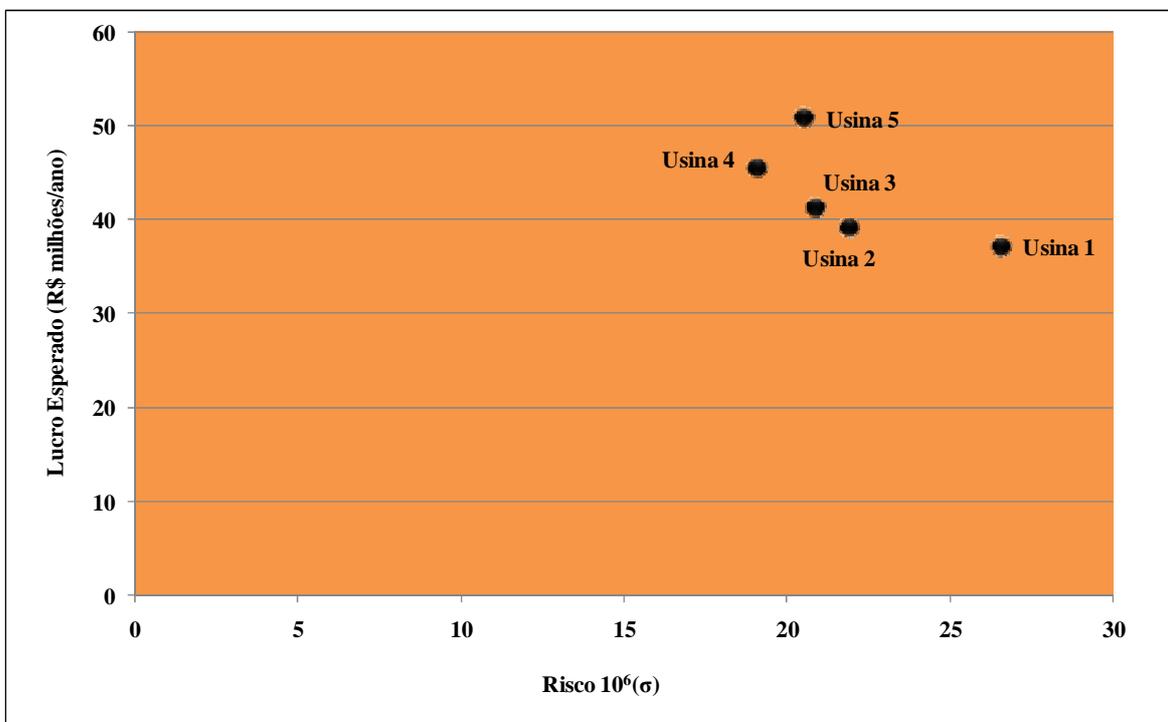


Figura 8.15 – Diagrama Risco X Retorno

O diagrama da Figura 8.15 mostra que, dentre as alternativas de investimento, a que traz maior retorno é a Usina 5 e a de menor risco é a Usina 4. Por outro lado, a de menor retorno é a Usina 1 e esta também apresenta o maior risco. Nota-se que o investidor pode ficar em dúvida entre as Usinas 4 e 5. É possível avaliar as alternativas pelo valor do Coeficiente de Variação (σ/μ), observe a Tabela 8.5:

Tabela 8.5 – Lucro, Desvio Padrão e Coeficiente de Variação

	Lucro Esperado μ	Desvio Padrão σ	Coeficiente de Variação σ/μ
Usina 1	37.172.000,00	26.523.000,00	0,713520930
Usina 2	39.262.000,00	21.910.000,00	0,558045948
Usina 3	41.404.000,00	20.885.000,00	0,504419863
Usina 4	45.524.000,00	19.088.000,00	0,419295317
Usina 5	50.821.000,00	20.504.000,00	0,403455265

É possível observar pela Tabela 8.5 que, a Usina 5 apresenta risco superior à Usina 4, contudo, o seu Coeficiente de Variação aponta que a Usina 5 seria a melhor alternativa de investimento dentre todas as usinas mostradas. Dessa forma, pode-se ordená-las as conforme alternativa de investimento, da melhor para a menos favorável: Usina 5, Usina 4, Usina 3, Usina 2 e Usina 1. Isso mostra que mesmo que a Usina 1 apresente menos risco à variações do ICB, o risco desta à mudança da geração média é muito superior às demais.

O exemplo deste capítulo mostrou o cálculo do retorno médio para empreendimentos termelétricos que desejam participar do leilão de energia nova. Os parâmetros de risco considerados foram o ICB do leilão e o preço da energia no mercado, fatores que não são conhecidos pelo empreendedor e que devem ser estimados. O universo de valores utilizados foram os leilões anteriores, isto é, valores de ICB já observados e preços de energia dos CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O preço da energia foi utilizado para estabelecer a geração média de cada usina. Foi associada uma probabilidade a cada cenário possível de ICB e de geração média (calculada com os preços de energia) e ambos os parâmetros foram variados. Para cada cenário, foi também calculado o lucro (retorno). A soma dos produtos de cada lucro pela probabilidade do cenário resultou no retorno esperado do investimento. Com o valor do retorno esperado e do desvio padrão calculou-se o Coeficiente de Variação, o qual apontou para os empreendimentos de menor custo variável real.

9. CONCLUSÕES

O trabalho mostrou o funcionamento dos leilões de energia nova e os resultados de todos os realizados de 2005 a 2008. Foi observado nos leilões de energia um aumento dos custos da energia pela presença de usinas de alto custo operacional e uso de combustível poluente. Em seguida, foi definido e analisado o Índice de Custo Benefício (ICB), índice utilizado nos leilões de energia nova para ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétrica.

Foi mostrado como o ICB seleciona os empreendimentos, por ordem de custo para o sistema. O empreendedor que deseja vencer o leilão deve ter um ICB competitivo. Para isso, deve conhecer custos e as especificações (potência, combustível, local, etc.) do empreendimento e deve estimar os demais parâmetros. Com isso, o empreendedor também será capaz de estimar o lucro do investimento. Como foram analisados resultados dos leilões, a compreensão dos resultados é fundamental para a definição de estratégias para leilões futuros.

A metodologia de cálculo do lucro utilizada no trabalho, que leva em consideração que os valores declarados no leilão de energia nova não precisam ser iguais aos custos reais do empreendimento. Dessa forma, mostrou-se que é possível combinar valores de custo variável e receita fixa declarados e compará-los aos reais e, assim, obter o maior retorno.

Ao analisar o retorno esperado, para cinco tipos de usinas térmicas, utilizou-se um ICB para o cálculo dos custos (ICB real) e outro para o cálculo da receita (ICB do leilão). Para cada um destes empreendimentos, foi possível observar, no Capítulo 6, que o lucro máximo alcançado foi superior em empreendimentos com custo variável real (CV(R)) inferiores. Isso se deve ao fato de empreendimentos de baixo CV(R) conseguirem aumentar a receita fixa declarada (RF(D)) reduzindo, menos que as demais, o custo variável declarado (CV(D)).

Os mesmos empreendimentos foram expostos a cenários de risco, nos quais os parâmetros estimados para o cálculo do lucro – preço da energia e ICB do leilão – foram variados. Na primeira simulação foram modificados os parâmetros separadamente e avaliados os lucros.

As usinas de baixo custo variável real (CV(R)) apresentaram menor risco à variação do preço da energia no mercado, por outro lado, as usinas de alto CV(R) mostraram um risco inferior quando se variou o ICB do leilão. A simulação seguinte considerou a variação de ambos os parâmetros e, também, que cada possibilidade de ICB do leilão e do preço da energia apresentava uma probabilidade de acontecer baseada nos valores dos leilões de energia nova realizados de 2005 a 2008 e dados de CMO disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Para esta simulação, viu-se que o lucro (retorno) esperado foi superior para os empreendimentos de baixo CV(R) e que estes também apresentaram risco inferior às usinas de alto CV(R). Tendo em vista os resultados, mostrou-se que os riscos no preço da energia apresentaram um maior peso sobre o retorno do empreendimento.

O trabalho mostrou que a participação das usinas térmicas de maior custo operacional está cada vez maior e sua presença causa males e benefícios ao sistema. No entanto, viu-se que os resultados obtidos apontaram em sentido contrário, isto é, o uso do ICB privilegia os empreendimentos que possuem custo variável inferior. Estas usinas são capazes de reduzir seus custos variáveis declarados no leilão de energia nova, a fim de obter uma receita fixa superior, além de apresentarem menor risco às variações do preço de energia do mercado. A resposta para os investimentos em usinas de alto custo está em outros fatores, como o alto custo de investimento das usinas de baixo custo variável, carência de combustíveis de baixo custo, como carvão e gás natural, poucos incentivos, etc. Outra hipótese a ser avaliada, é que os órgãos reguladores, tendo em vista as curvas de carga do sistema elétrico, observaram a necessidade da diversificação da matriz energética para suprir os períodos de ponta de carga. Quando julgarem necessário, limitarão ainda mais os valores do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) máximo e mínimo, com a finalidade de reduzir os empreendimentos de alto custo operacional.

Como sugestões para trabalhos futuros, é possível: analisar a influência da Garantia Física (GF) no ICB – avaliando como diferentes funções da GF, com relação ao custo variável unitário da usina, restringindo os ganhos das usinas de alto custo operacional no leilão de energia nova – ou avaliar o lado do consumidor regulado – que busca minimizar os seus custos.

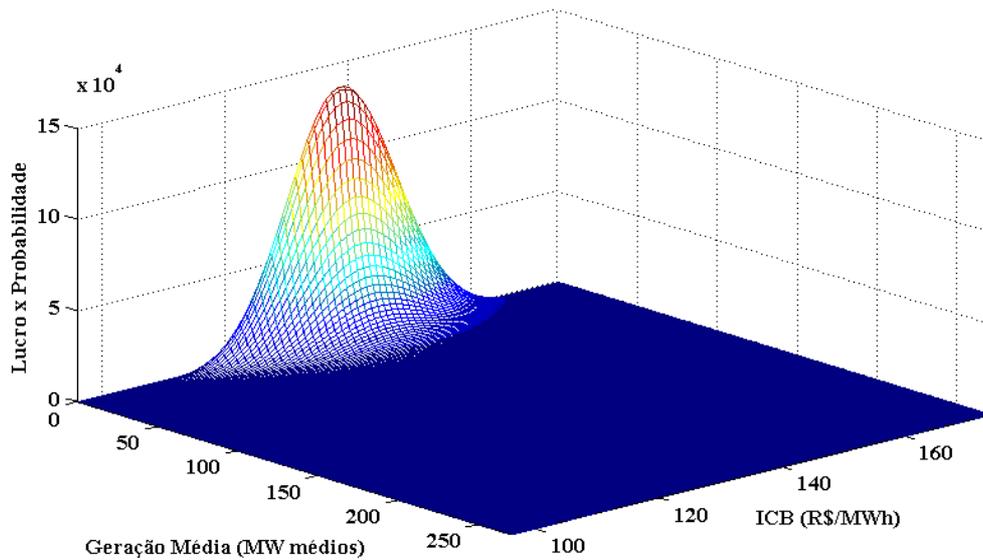
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ANEEL 2008] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. (2008). *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Brasília.
- [BARROSO, 2008] BARROSO, L. A., Lino, P., Porrua, F., Ralston, F., & Bezerra, B. (2008). *Cheap and Clean Energy: Can Brazil Get Away with that?* Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>
- [BERNARDO, 2009] BERNARDO, B. V., Barroso, L. A., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., & Pereira, M. V. (2009). A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade. *XX SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*.
- [BEZERRA, 2006] BEZERRA, B. V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de Opções de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro.
- BUSSAB, W. d., & Morettin, P. A. (2002). *Estatística Básica*. São Paulo: Saraiva.
- [CASTRO, 2008] CASTRO, N. J., & Leite, A. L. (2008). Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br>>.
- [CCEE, 2009] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2009). Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Estudos para Licitação da Expansão da Geração*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [EPE, 2009] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2009). Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008a] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008b] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Atualização do valor para patamar único de Custo de Déficit*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [EPE, 2008c] Empresa de Pesquisa Energética - EPE. (2008). *Nota Técnica EPE - Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Térmica - Metodologia de Cálculo*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [HUNT, 2002] HUNT, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.

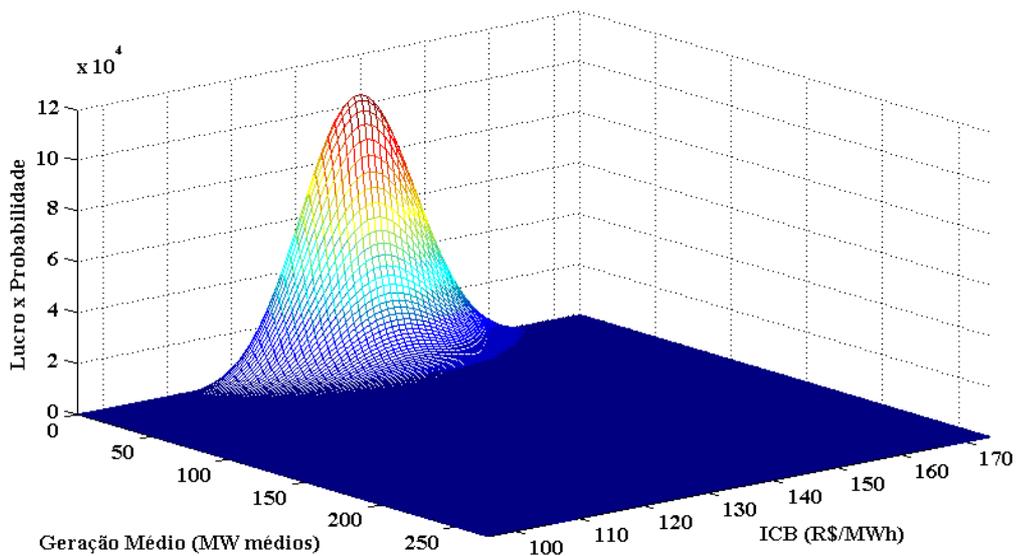
- [JUHAS, 2006] JUHAS, J. L. (2006). *Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo*. Disponível em: <energia.iee.usp.br/documentos/JoseLuizJuhas10Nov2006.ppt>.
- [LIMA, 2006] LIMA, J. W. (2006). *Economia do Setor Eletro-Energético*. Itajubá.
- [LOSEKANN, 2007] LOSEKANN, L., Oliveira, A. d., & Silveira, G. d. (2007). Desatando o nó górdio. *Jornal Valor Econômico*. São Paulo, 13 de nov. 2007, Brasil.
- [MACHADO, 2008] MACHADO, O. (18 de Setembro de 2008). *Informe à Imprensa - Leilão de Energia Nova A-3/2008*. Rio de Janeiro, RJ.
- [MARTINS, 2008] MARTINS, D. M. (2008). *Setor elétrico brasileiro: análise do investimento de capital em usinas termelétricas*. Rio de Janeiro.
- MEIRELLES, M. (23 de setembro de 2009). *Termelétricas a óleo combustível: mocinho ou vilão?* Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.
- [MENDES, 2006] MENDES, A. G. (2006). *Impactos da Criação do Mercado Interruptível de Gás Natural*. Rio de Janeiro.
- [NORTON, 2009] NORTON, K. (2 de dezembro de 2009). *Brasil Econômico*. Disponível em: <http://www.brasileconomico.com.br/noticias/custo-com-energia-ameaca-produtores-europeus-de-aluminio_72693.html>.
- [PETERNELLI, 2004] PETERNELLI, L. A. (2004). Capítulo 9 - *Regressão linear e correlação*. Viçosa, MG.
- ROSS, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. F. (2008). *Administração Financeira*. São Paulo: Ed. Atlas. 2008.
- SARTORIS, A. (2003). *Estatística e introdução à econometria*. São Paulo: Ed. Saraiva. 2003.
- [SOARES, 2008] SOARES, L. B. (2008). *Seleção de projetos de investimento em geração de energia elétrica*. Rio de Janeiro.

APÊNDICE

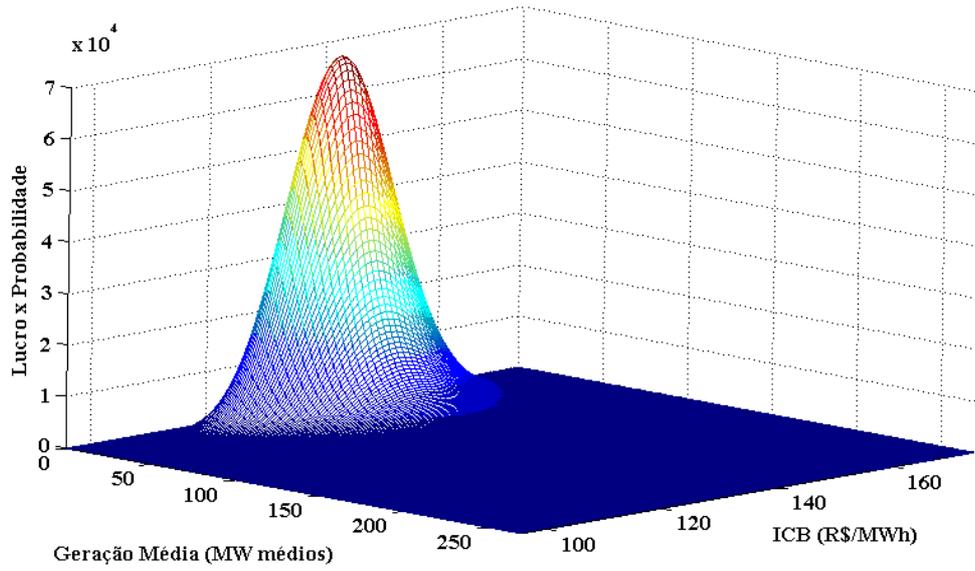
O Capítulo 8 apresentou os gráficos da probabilidade para cada cenário de geração média e de Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão de energia nova. As Figuras a seguir apresentam os gráficos do produto Lucro X Probabilidade:



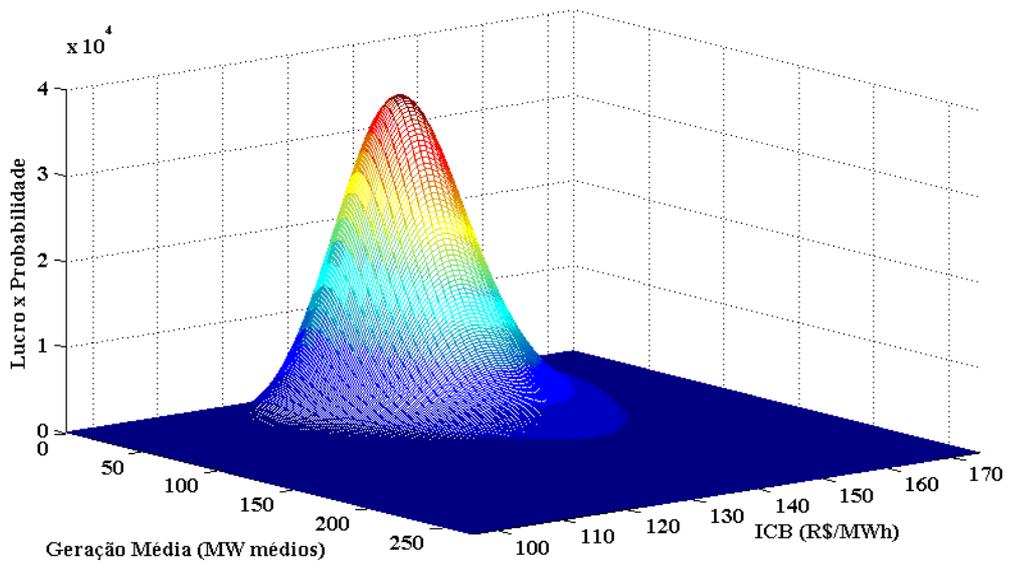
Probabilidade X Lucro para Usina 1



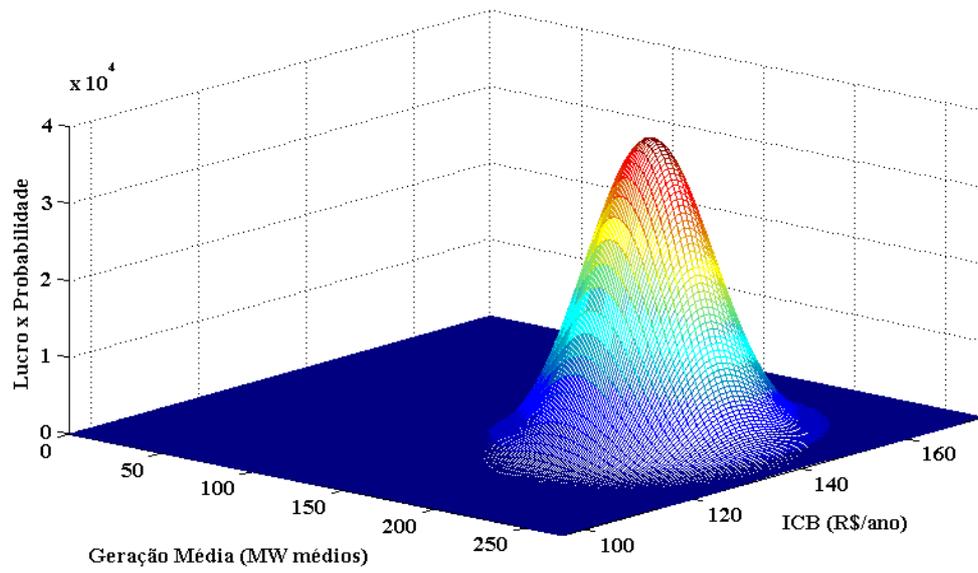
Probabilidade X Lucro para Usina 2



Probabilidade X Lucro para Usina 3



Probabilidade X Lucro para Usina 4



Probabilidade X Lucro para Usina 5