Universidade de São Paulo – USP

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

PPGE – EP/FEA/IEE/IF

AVALIAÇÃO DE PORTFÓLIOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ABORDAGEM

REGULATÓRIA

Vitor Hugo Lazzareschi

São Paulo

2014

Vitor Hugo Lazzareschi

**AVALIAÇÃO DE PORTFÓLIOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ABORDAGEM
REGULATÓRIA**

Dissertação apresentada ao **Programa de Pós-Graduação em Energia – Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Energia e Ambiente / Instituto de Física – da Universidade de São Paulo** da Universidade de São Paulo, para concorrer ao Título de Mestre em Ciências, pelo curso de Pós- Graduação em Energia.

Orientadora: Profa. Dra. Virginia Parente

Versão Original Disponível na Biblioteca da Unidade que Aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP

São Paulo

2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Lazzareschi, Vitor Hugo.

Avaliação de Portfólios de Geração de Energia Elétrica para o Setor Elétrico Brasileiro: uma Abordagem Regulatória / Vitor Hugo Lazzareschi; orientadora Virgínia Parente – São Paulo, 2014.

196f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia)– EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia elétrica – aspectos econômicos
 2. Portfólios – teoria
 3. Geração de energia elétrica
- I. Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

VITOR HUGO LAZZARESCHI

*“Avaliação de Portfólios de Geração de Energia Elétrica para o
Setor Elétrico Brasileiro: uma Abordagem Regulatória”*

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof^a. Dr^a. Virgínia Parente – PPGE/USP
Orientadora e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Rodrigo de Barros Nabholz – LAC/USP

Prof^a. Dr^a. Elbia Aparecida da Silva Melo - ABEEÓLICA

Aos meus amigos e minha família pelo incentivo
e apoio de sempre. A todos que já fazem ou desejam
fazer parte da solução. Que este estudo possa
servir e motivar os próximos que virão.

AGRADECIMENTOS

À professora e orientadora Profa. Dra. Virginia Parente pelo incentivo, paciência e disposição. Sua experiência foi fundamental.

Ao Dr. Rodrigo de Barros Nabholz, pelo incentivo, por compartilhar comigo suas impressões sobre o tema e contribuir com a sua conclusão.

A todos que direta ou indiretamente, colaboraram na execução deste trabalho.

À Fabi, sempre!

RESUMO

LAZZARESCHI, V. H. AVALIAÇÃO DE PORTFÓLIOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UMA ABORDAGEM REGULATÓRIA. 2014. 196 p. Dissertação Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo. O conjunto de leis, decretos e instrumentos regulatórios que regem o setor elétrico a partir da virada deste século é bastante complexo. Em paralelo, o desafio constante da expansão da oferta de energia elétrica para o atendimento da demanda sempre crescente de um país em desenvolvimento como o Brasil requer análise profunda de seu arranjo institucional. Adicionalmente, a expansão da oferta também depende do desenvolvimento de ferramentas para melhorar a gestão dos ativos de geração de energia elétrica que irão atender esse desafio. Neste contexto, o presente trabalho se propõe a fazer um mapeamento dos principais componentes de incerteza e risco associados à geração de energia elétrica no Brasil sob o ponto de vista regulatório. Analisa, assim, o modelo em vigor desde a promulgação da Lei 10.848 de 2004, o qual promove a competição entre fontes de energia de natureza complementar, mas com características distintas. No percurso deste estudo são discutidos instrumentos para avaliar o arranjo das unidades de geração em um portfolio de ativos de fontes diversas, bem como seus principais componentes e, em que medida, a regulação em vigor favorece a sinergia entre as diferentes fontes de geração elétrica. Na medida em que este arranjo setorial se baseia na contratação de energia elétrica de longo prazo, os resultados deste trabalho indicam que a sinergia desejada entre as fontes de geração de energia elétrica fica restrita apenas ao mercado de curto prazo, extremamente volátil, conquanto poderia ser aproveitada no desenho de um portfolio mais eficiente, tanto para o país quanto para os investidores em geração.

Palavra-chave: Energia Elétrica, Regulação, Geração de Energia, Gestão de Risco, Gestão de Ativos, Análise de Portfólio, Análise de Risco, Setor Elétrico Brasileiro.

SUMMARY / ABSTRACT

LAZZARESCHI, V. H. PORTFOLIO ASSESSMENT FOR ELECTRICITY GENERATION IN THE BRAZILIAN POWER INDUSTRY: A REGULATORY APPROACH. 2014. 197 p. The set of laws, decrees and regulatory instruments leading the electricity sector in the new century is quite complex in Brazil. In parallel, the constant challenge of expanding the supply of energy to meet the ever increasing demand of a developing country requires a deep analysis of this institutional configuration designed to simplify the understanding of the sector major issues and improve the management assets to generate electricity that will meet this challenge. This work intends to map the key uncertainty and risk components associated with power generation in Brazil under the regulatory perspective. To do so, it analyzes the model in place since the enactment of Law #10,848 in 2004 which promotes the competition among energy sources with different characteristics. In the course of the text here presented it is conducted a discussion about the tools designed to evaluate the selection of power plants in a portfolio of assets from different energy sources, analyzing its main components, and the synergy level among these different sources. Additionally, it is also addressed the regulatory environment and its implications for the power industry in Brazil. Through this study it was found that the extent to which this regulatory arrangement is based on long term power purchase agreements, the desired synergy between sources of power generation is restricted to the highly volatile spot market, although it could be used in designing a more efficient portfolio, both for the country and for investors in generation.

Key-words: Brazilian Electricity Market, Asset Management, Power Generation, Energy Policy and Regulation, Portfolio Analysis.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
2. A REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	24
2.1 O “NOVO MODELO” EM 2004	25
2.2 A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL SEGUNDO A LEI 10.848	26
2.3 OS LEILÕES DE ENERGIA	32
2.4 O MARCO REGULATÓRIO E A REMUNERAÇÃO DAS GERADORAS	35
2.5 FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS	38
2.6 A REFERÊNCIA DE LONGO PRAZO, O CME	43
2.7 OS ENCARGOS SETORIAIS COM IMPACTOS PARA OS GERADORES	45
2.8 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	50
3. A RECEITA DE UM PORTFOLIO DE GERAÇÃO ELÉTRICA	52
3.1 OS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	54
3.2 O MERCADO DE CURTO PRAZO E A CONTABILIZAÇÃO DA CCEE	57
3.3 A GARANTIA FÍSICA DE UMA USINA	60
3.4 O EFEITO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) NA RECEITA DO GERADOR	67
3.5 ANÁLISE DA RECEITA DE GERADORES NÃO-HIDRÁULICOS	75
3.6 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	77
4. OS RISCOS PARA UM PORTFOLIO DE GERAÇÃO ELÉTRICA	79
4.1 RISCO ASSOCIADO À VARIAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS NO SIN	82
4.2 RISCO ASSOCIADO ÀS INDISPONIBILIDADES DE GERAÇÃO – O MRGF	85
4.3 RISCO ASSOCIADO À FORMAÇÃO DA POLÍTICA DE PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DAS USINAS	89
4.4 RISCO ASSOCIADO AO AJUSTE DA GARANTIA FÍSICA PELO MRE	95
4.5 RISCO ASSOCIADO À NATUREZA DAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA	106
4.6 RISCO ASSOCIADO AOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	131
4.7 RISCO REGULATÓRIO E POLÍTICO EM RELAÇÃO ÀS REGRAS EM VIGOR	138
4.8 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	144
5. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA DIVERSIFICAÇÃO EM PORTFOLIOS DE GERAÇÃO	148
5.1 FORMAÇÃO DO ÍNDICE DE AVALIAÇÃO DE PORTFOLIO	157
5.2 CONSTRUÇÃO DOS PORTFOLIOS PARA TESTE DA HIPÓTESE	161
5.3 CENÁRIO BASE – ARRANJO DE USINAS HIDROELÉTRICAS	164
5.4 CENÁRIO 1 – ARRANJO PARA FONTES DISTINTAS	171
5.5 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	176
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	179
REFERÊNCIAS	184
APÊNDICE A	194

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Necessidade energética projetada até 2020 ...	...	...	...	...	17
Tabela 2 - Divisão de Agentes do Setor de Energia Elétrica no Brasil	...	...	...	...	31
Tabela 3 - Requisitos para o acesso ao mercado livre	...	...	...	...	36
Tabela 4 - Médias do PLD de 2005 até 2012	...	...	...	...	40
Tabela 5 - Evolução dos Custos Marginais de Expansão e Critérios	...	...	...	...	44
Tabela 6 - Preços médios de venda nos leilões federais desde 2003	...	...	...	...	45
Tabela 7 - Evolução dos Encargos Setoriais, Trabalhistas e Tributos no Brasil	...	...	...	...	46
Tabela 8 - Evolução da TFSEE e CFURH entre 2007 e 2012	...	...	...	...	49
Tabela 9 - Diferenças entre o ACL e ACR em relação à contratação bilateral	...	...	...	...	56
Tabela 10 – Evolução da TEO desde 2009	...	...	...	...	71
Tabela 11 – Taxas de Indisponibilidade Forçada e Programada	...	...	...	...	86
Tabela 12 – Consumo de Eletricidade por Submercado	...	...	...	...	91
Tabela 13 – Geração Térmica Prevista x Realizada	...	...	...	...	93
Tabela 14 – Dados de Geração, Garantia Física, PLD e GSF	...	...	...	...	100
Tabela 15 - Fabricantes de equipamentos eólicos no Brasil	...	...	...	...	114
Tabela 16 - Equilíbrio entre os projetos no Leilão A-5 / 2011	...	...	...	...	115
Tabela 17 - Usinas Hidroelétricas Licitadas na Amazônia Legal	...	...	...	...	131
Tabela 18 - Usinas Hidroelétricas Planejadas na Amazônia Legal	...	...	...	...	132
Tabela 19 – Audiências e Consultas Públicas na ANEEL de 2004 a 2013.	...	...	...	...	140
Tabela 20 – Relação entre fontes de energia e exposição a riscos por tipo..	...	...	...	...	148
Tabela 21 – Custos médios de investimentos por fonte de geração no Brasil	...	...	...	...	150
Tabela 22 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma Usina Hidroelétrica (A)	...	...	...	...	166
Tabela 23 – Variação do IAPSE em relação a diferentes níveis de contratação	...	...	...	...	167
Tabela 24 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma Usina Hidroelétrica (A)+(B)	...	...	...	...	169
Tabela 25 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma Usina Hidroelétrica (A)	...	...	...	...	170
Tabela 26 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para um parque eólico...	...	...	...	...	173
Tabela 27 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para um parque eólico combinado com as usinas (A) e (B)	...	...	...	...	173

Tabela 28 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para um parque eólico capaz de oferecer um ganho ao portfolio de usinas (A) + (B)	175
Tabela 29 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma usina termoeletrica adicionada ao caso base	176
Tabela 30 – Resumo da aplicação do IAPSE em diferentes cenários	177

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2012	19
Figura 2 - Medição de volatilidade de preços de energia	20
Figura 3 - Incerteza na velocidade média de ventos em três estados norte-americanos	21
Figura 4 - Demanda por Eletricidade em 2012 no Brasil (ACR vs. ACL) ..	28
Figura 5 - Contratação de Energia nos Ambientes Livre e Regulado com o "Novo Modelo"	30
Figura 6 - Leilões Federais de Energia em Relação ao Compromisso de Entrega ...	33
Figura 7 – Produção, intercâmbio e carga por submercado	39
Figura 8- O dilema do Operador Nacional do Sistema	41
Figura 9 - Aumento da Volatilidade dos Custos de Operação Marginais	42
Figura 10 - Tarifa Média (TUSD) em 2013 por Classe de Tensão	47
Figura 11 - Evolução da Receita Anual Permitida (RAP)	48
Figura 12 - Esquema da formação da receita do gerador	53
Figura 13 - O mercado de curto prazo (MCP) é valorado ao PLD pela CCEE ...	58
Figura 14 – Fluxo dos modelos computacionais envolvidos na determinação da Garantia Física	61
Figura 15 – Evolução da Garantia Física no Brasil vs. Demanda (GW)	65
Figura 16 – Relação entre oferta e demanda de eletricidade no Brasil em 2012 (GW)	67
Figura 17- Compartilhamento da geração acima da garantia física no MRE ...	68
Figura 18 – Detalhamento do conceito de Energia Secundária no âmbito do MRE ..	70
Figura 19 – Ajuste da Garantia Física pelo MRE – o conceito fator GSF	72
Figura 20 – Receita de um gerador em função da energia alocada pelo MRE (1) ...	73
Figura 21 - Receita de um gerador em função da energia alocada pelo MRE (2) ...	74
Figura 22 - Receita de um gerador em função da energia alocada pelo MRE (3) ...	75
Figura 23 – Contabilização de um gerador térmico no mercado de curto prazo ...	76

Figura 24 – Receita fixa e variável na modalidade de contratação “por disponibilidade”	77
Figura 25 - Avaliação de projetos e mapeamento de riscos como o elo fraco da cadeia	80
Figura 26 – Representação das perdas elétricas no SIN de acordo com as regras em vigor	83
Figura 27 – Evolução das Perdas na Rede Básica entre Janeiro de 2008 e Agosto de 2013	84
Figura 28 – Efeito da aplicação do MRGF na receita dos geradores	87
Figura 29 – Evolução da aplicação do MRGF desde Janeiro de 2009	88
Figura 30 – Energia Armazenada em 2013 em relação a 2012 para o subsistema SE/CO	90
Figura 31 – Reservatórios equivalentes no Brasil e o SIN	91
Figura 32 - Impacto da Imprevisibilidade Eólica no Planejamento da Operação	94
Figura 33 – GSF versus PLD desde 2003	97
Figura 34 – Alocação do MRE valorada ao PLD – Geração vs. Garantia Física	98
Figura 35 – Proporção da alocação da Garantia Física e Geração entre as fontes flexíveis e inflexíveis (I)	102
Figura 36 - Proporção da alocação da Garantia Física e Geração entre as fontes flexíveis e inflexíveis (II)	103
Figura 37 – Conceito de “hedge” hidrológico na proporção do total de garantia física	104
Figura 38 – Efeito do “hedge” hidrológico representado pela área listrada na receita do gerador (I)	105
Figura 39 - Efeito do “hedge” hidrológico representado pela área listrada na receita do gerador (II)	106
Figura 40 - Queda nos Preços da Energia Eólica em Leilões de Fontes Renováveis Não Convencionais em R\$ e US\$	107
Figura 41 - Evolução da Capacidade Acumulada de Energia Eólica Global em GW	108
Figura 42 - Evolução da Capacidade Acumulada no Brasil em MW	113
Figura 43 - Comparação entre os fatores de capacidade de usinas eólicas entre vários estados	116
Figura 44 - Relação entre os Fatores de Capacidade Verificados...	117
Figura 45 - Curvas de variação de incertezas em função do terreno de implantação da usina eólica	118
Figura 46 - Índice Médio da Radiação Solar Diária no Brasil	121
Figura 47 – Evolução do preço do gás natural nos últimos dez anos	124
Figura 48 – Evolução dos preços do óleo combustível no mercado internacional dos últimos dez anos	124
Figura 49 – Geração de energia termoeletrica entre 2012 e 2013	125

Figura 50 - Produção de Bagaço de Cana-de-açúcar	...	...	...	...	127
Figura 51 – Geração de energia térmica a partir de diversas fontes	...	...	...	...	128
Figura 52 - Potencial Hidroelétrico Brasileiro	...	...	...	...	129
Figura 53 – Relação da Energia Armazenada Máxima pela Carga ao Longo dos Anos	...	...	...	...	130
Figura 54 – Limites contratuais máximos e mínimos em relação ao compromisso de entrega de energia	...	...	...	...	137
Figura 55 - Relação entre os Ambientes de Contratação Livre e Regulada	...	...	...	...	139
Figura 56 – Evolução da regulamentação	...	...	...	...	144
Figura 57 – Sensibilidade do VPL para um taxa de desconto (i) (I)	...	...	...	...	151
Figura 58 - Sensibilidade do VPL para um taxa de desconto (i) (II)	...	...	...	...	152
Figura 59 - Sensibilidade do VPL para diversas taxas de desconto (i)	...	...	...	...	153
Figura 60 - Representação da Fronteira Eficiente de Marcowitz	...	...	...	...	155
Figura 61 - Complementaridade Hidro- Eólica	...	...	...	...	157
Figura 62 – Geração Eólica vs. Energia Armazenada no SIN (2011/2012)	...	...	...	...	160
Figura 63 - Esquema de uma árvore de decisão	...	...	...	...	164
Figura 64 – Receita calculada para uma usina hidroelétrica (A) versus GSF verificado no período	...	...	...	...	166
Figura 65 – Receita calculada para uma usina hidroelétrica (A) versus PLD verificado no período	...	...	...	...	168
Figura 66 – Receita calculada para uma usina hidroelétrica (A) + (B) versus PLD...	...	...	...	...	169
Figura 67 – Geração estimada de um parque eólico com 80MW	...	...	...	...	172

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR- Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BRACIER - Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Elétrica Regional

CAR – Curva de Aversão ao Risco

CCEAR - Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CER – Contrato de Energia de Reserva

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CME – Custo Marginal de Expansão

CMO – Custo Marginal de Operação

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

CVU – Custo Variável Unitário

DIT – Demais Instalações de Transmissão

FNDCT – Fundo Nacional para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico

GFIS – Garantia Física

GSF – Fator de Ajuste do MRE

EA – Energia Assegurada

EER - Encargos de Energia de Reserva

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

ENA – Energia Natural Afluenta

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

IAPSE – Índice para Avaliação de Portfólios no Setor Elétrico

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IP – Indisponibilidade Programada

LER – Leilão de Energia de Reserva

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MRGF – Mecanismo de Redução de Garantia Física

ONS – Operador Nacional do Sistema

PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público

PDE - Plano Decenal da Expansão de Energia

PIS/COFINS - Programa de Integração Social / Contribuição para o
Financiamento da Seguridade Social

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

POCP - Programa de Operação de Curto Prazo do ONS

PPA – “Power Purchase Agreement” ou Contrato de Compra e Venda de Energia

ROL – Receita Operacional Líquida

SIN – Sistema Interligado Nacional

TEIF - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada

TEO – Tarifa de Energia de Otimização

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

VER - “Variable Energy Resource”, ou fonte de energia variável

VPL – Valor Presente Líquido

VR – Valor de Referência

1. INTRODUÇÃO

Investimentos na área de energia elétrica, em especial a partir da desregulamentação do setor ocorrida no final do século passado, sempre foram considerados de alta complexidade. Esta complexidade se justifica pela natureza intensiva do capital empregado frente à grande volatilidade observada ao longo dos anos dos preços praticados pelo mercado de energia elétrica e as frequentes intervenções observadas da regulamentação deste setor pelo poder concedente.

No Brasil, segundo Leite (2007), a produção de eletricidade do sistema interligado adota o modelo centralizado conhecido por “tight pool”, no qual a figura de um operador nacional detém a responsabilidade pela operação de todo o sistema sob ponto de vista técnico. Neste modelo, todas as usinas conectadas à rede com capacidades instaladas superiores a 50.000 kW são coordenadas por meio do operador nacional e não são responsáveis diretamente pela gestão do volume de energia elétrica que será produzido e disponibilizado à rede.

As usinas de produção de energia elétrica com capacidade instalada menor que 50.000 kW não são programadas pelo operador central no referido modelo e são sujeitas a presença dos recursos físicos disponíveis para entrar em operação, tais como o bagaço de cana de açúcar no caso das usinas térmicas movidas a biomassa, ou de vento, para as usinas eólicas. Em decorrência deste modelo adotado, é de se esperar que o risco associado à produção de eletricidade tenha de ser mapeado e adaptado ao planejamento e a gestão destes ativos, de modo a permitir o retorno esperado pelo investidor, responsável pelo atendimento da demanda sempre crescente por energia elétrica.

Posições de investimentos no setor elétrico, assim como em todos os demais setores da economia, são realizados com o objetivo de atingir um retorno previamente projetado a partir de análises tradicionais, baseadas na melhor relação entre risco e retorno. Em processos de análise desta natureza, a função

objetivo se torna mapear e mitigar os riscos associados a cada tipo de empreendimento por meio de um vasto número de ferramentas, teorias e conceitos (ZUBELDIA, 2002).

Diferentemente de outros setores da economia, os investimentos associados à produção de energia elétrica passam por um processo de longa maturação. Essa constatação sobrevém da diversidade de tecnologias e opções de escalas disponíveis para a efetiva destinação dos investimentos, além do tempo dispendido pelos investidores com a construção destes ativos, desde as fases: (i) de planejamento; (ii) de escolha de parceiros para engenharia; (iii) de estudo da melhor localização para instalação, até (iv) a sua efetiva entrada em operação comercial (MELLO, 1999).

A própria demanda por energia elétrica é uma variável fundamental na tomada de decisão do investidor, pois influencia diretamente os cenários de mercado em relação aos preços praticados e, por consequência o retorno esperado do investimento como um todo. Este processo, que inclui a obtenção de licenças ambientais de instalação e operação, é intensivamente regulado e requer a modelagem prévia e cuidadosa de todas estas variáveis para a melhor tomada de decisão (REGO, 2008).

O desafio da expansão é grande. Segundo uma compilação de dados realizada a partir da EPE (2013) e da Superintendência de Fiscalização da Geração da ANEEL (2012) estima-se que a demanda por energia elétrica no Brasil deverá apresentar um crescimento de 4,5% ao ano nesta década.

Tabela 1 – Necessidade energética projetada até 2020

	GW
Expansão, segundo a EPE, até 2020	31
Contratos de Energia Nova até 2011	7
Energia já contratada (incluindo Belo Monte e Teles Pires)	13
Necessidade projetada (2015-2020)	11

Fonte: Elaboração p. com base em ANEEL (2012) e EPE (2013).

Neste cenário em que se projeta uma demanda de 11 GW de novos projetos de geração até 2020, as fontes de energia têm de serem aproveitadas em função de suas características intrínsecas, muito além do modelo competitivo por custo da eletricidade, considerando de forma inteligente e integrada as variáveis sociais, econômicas, políticas, ambientais e fundamentalmente operacionais da questão energética. Além disso, a diversificação da matriz tem sido uma premissa para a definição das políticas e no estabelecimento da regulação por incentivos (HUNT, 2002).

Entretanto, o setor de energia elétrica ainda carece de uma maior integração com as modernas tecnologias de engenharia financeira e gestão de risco. A falta de métricas apropriadas de análise de risco expõe o investidor a conclusões e estratégias de gestão equivocadas. Sob este aspecto, a busca pela revitalização da indústria de energia elétrica requer uma abordagem integrada de avaliação de portfólios para produção de eletricidade com as ferramentas de gestão de risco. Esta abordagem também deve considerar uma análise aprofundada da regulamentação em vigor (JERMAKYAN, 2006).

O conceito de diversificação dentro de um portfólio é essencial para a eficiência global de um investimento tendo em vista que ele pode reduzir a variabilidade nos retornos sobre um resultado esperado. De modo geral, um ativo ou um portfólio de ativos é considerado eficiente se nenhum outro ativo ou portfólio de ativos puder oferecer um retorno esperado maior com o mesmo grau (ou menor) de risco. Por meio da diversificação, o risco de uma carteira de ativos de diferentes naturezas pode ser reduzido (não geralmente eliminado) sem alteração no seu retorno esperado (RUBINSTEIN, 2002).

A matriz elétrica brasileira apresenta atualmente um grau razoável de diversificação, mesmo contendo ainda cerca de 70% lastreada em empreendimentos hidroelétricos. Com a desregulamentação do setor foram envidados esforços para a inserção de novas tecnologias e fontes renováveis não convencionais. O diagrama abaixo apresenta a participação de cada fonte na

matriz elétrica brasileira em um total de aproximadamente 128GW de capacidade instalada.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira em 2012

Fonte: ANEEL – Banco de Informações da Geração - BIG (2012).

O uso de análises e ferramentas de avaliação de portfólios, ao passo que auxiliam no gerenciamento de riscos, pode maximizar o grau de desempenho do portfólio de ativos para um determinado grau ou apetite ao risco, desde que aceitos e conhecidos pelo analista. Sua utilização tem sido ampla no sentido de propor como os investidores devem compor sua “carteira” de ativos com vistas à diversificação, na forma de uma matriz como a elétrica ilustrada pela Figura 1, considerando um conjunto de incertezas. Da mesma forma o operador do sistema, ao formar o despacho ótimo dos empreendimentos que compõem a matriz.

O gráfico abaixo representa uma componente importante destas incertezas ao exibir uma série de desvios-padrão de preços de energia colhidos no período compreendido entre 1958 e 2008, em um estudo realizado nos Estados Unidos, porém válido para os demais mercados mundiais. Neste gráfico, a linha pontilhada representa o limite para a classificação de “alta volatilidade” da análise conduzida por Willer e Fields (CAP, 2011).

Figura 2 - Medição de volatilidade de preços de energia entre 1958

Fonte: CAP (2011).

Quanto maiores as incertezas atreladas a um projeto, maiores serão as exigências por medidas de proteção em relação às variações possíveis nos valores esperados para estes projetos. As incertezas associadas à geração de energia eólica, por exemplo, se traduzem em um desvio probabilístico considerável para a determinação do valor presente esperado de um projeto. Afinal, nestes casos, o retorno esperado do empreendimento está intimamente relacionado à capacidade de entrega da energia elétrica pelas unidades geradora associada à velocidade dos ventos medidos, valorada a condições de mercado extremamente voláteis (FEITOSA, 2003).

O gráfico seguinte, por exemplo, exhibe valores normalizados de médias mensais de velocidades de massas de ar em três estados americanos com um número de parques eólicos significativos no qual a variabilidade natural do vento é quantificada através de tratamento estatístico. Este gráfico sinaliza o alto grau de volatilidade observado para este tipo de fonte de energia.

Figura 3 - Incerteza na velocidade média de ventos em três estados norte-americanos

Fonte: MOODY'S (2010).

Em cenários extremamente voláteis, se a receita associada ao investimento estiver vinculada exclusivamente à geração da energia elétrica produzida, que por sua vez é função de parâmetros não gerenciáveis como a velocidade média dos ventos, então o retorno esperado destes projetos passa a ser representado por um conjunto de possibilidades dificultando ou inviabilizando a tomada de decisão quanto a investir ou não nesta fonte de geração de energia. A regulamentação em vigor, contudo, tem a difícil tarefa de oferecer um conjunto de mecanismos e possibilidades capazes de mitigar estes efeitos, incentivando e por fim viabilizando uma ou outra fonte de energia elétrica.

Um arranjo de usinas combinadas em um portfolio poderia então por hipótese reduzir o grau de exposição ou incerteza associada à receita projetada para um empreendimento de geração. No entanto, é necessário compreender e emular sob quais condições essa afirmação pode ou não ser verdadeira.

Este estudo, dividido em seis capítulos se propõe analisar o conjunto de regras, mecanismos e regulamentos em vigor no Brasil com o objetivo de avaliar o comportamento de diferentes fontes de geração de energia elétrica combinadas em portfólios, sob a ótica do investidor. A questão central que se apresenta é: em que grau e sob quais condições a diversificação em investimentos de geração de energia elétrica pode apresentar um ganho de sinergia para um portfólio de ativos

no modelo setorial vigente? Em que medida esta diversificação pode mitigar ou eliminar o risco para o investidor? Esta proposta considera o contexto da atual regulamentação para o setor de energia elétrica no Brasil a partir da publicação da Lei nº 10.848 de 2004 e as respectivas regras de comercialização de energia elétrica em vigor em 2013.

Para atingir estes objetivos, este estudo está estruturado conforme os capítulos expostos abaixo, além de breve descrição do conteúdo abordado em cada um deles:

Capítulo 2: Apresentação do marco regulatório do setor com as principais leis e decretos que regem o atual modelo setorial, bem como a lógica dos ambientes de contratação de energia elétrica existentes e a dinâmica dos leilões federais deste tipo de energia. Trata dos mecanismos estabelecidos para formação dos preços de energia elétrica no Brasil e respectivos componentes que interferem na sua variação ao longo do tempo.

Capítulo 3: Apresenta as componentes da receita esperada para um gerador de energia elétrica sob o modelo setorial em vigor. Neste capítulo, são exibidas as principais regras de comercialização de eletricidade com impacto na receita dos geradores de energia elétrica, as características dos ambientes de contratação como opções para os geradores, o conceito de lastro para comercialização e garantia física associada a cada usina e o mecanismo de realocação de energia (MRE) para empreendimentos de geração hidráulica.

Capítulo 4: Avalia e contextualiza os diferentes riscos associados a cada fonte de energia elétrica bem como os riscos sistêmicos propostos pela regulação em vigor tais como as perdas elétricas observadas nas redes de transmissão, os efeitos das indisponibilidades das unidades geradoras das usinas e do MRE, além dos riscos trazidos pela própria legislação em vigor no Brasil, como as revisões periódicas de garantias físicas das usinas previstas em Decreto federal, as políticas de

despacho das usinas pelo operador nacional e a própria evolução da regulação setorial.

No entanto, é importante estabelecer que nas análises apresentadas ao longo desta dissertação não são considerados os riscos associados à fase de construção e licenciamento dos empreendimentos. As análises são conduzidas considerando como premissa apenas empreendimentos em operação e seus os riscos intrínsecos ou naturais. Não estão sendo contemplados, portanto, na construção dos cenários de análises os ganhos ou perdas na diversificação de ativos motivados por atrasos, descasamento nos diferentes tempos de construção e demais imprevistos associados à construção das usinas para que estas variáveis não interfiram na análise dos portfólios sob a ótica exclusivamente do arranjo regulatório vigente que corresponde ao foco deste estudo.

Capítulo 5: Estuda a composição da matriz de avaliação de risco, conceitos associados à teoria de portfólios e sugere um algoritmo para avaliação de portfólios de ativos de geração elétrica para fins deste estudo de sinergia entre diferentes arranjos de fontes de geração de energia elétrica, bem como a forma de apresentação dos resultados com base no mapeamento dos riscos realizado.

O objetivo esperado deste capítulo é definir uma metodologia para quantificar a avaliação do grau de sinergia entre fontes de diferentes naturezas operando sob o arranjo regulatório vigente em 2013 aplicando a metodologia proposta em fontes de geração diversas combinadas em diferentes portfólios, além de analisar os resultados obtidos em relação à questão central.

Os dados utilizados para a análise correspondem a parâmetros de preços e condições hidrológicas observadas ao longo dos últimos dez anos, do período compreendido entre 2002 e 2013.

2. A REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A constituição brasileira determina que a prestação de serviços públicos é obrigação do poder público, podendo ser efetuada pelo governo direta ou indiretamente, por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações, sendo a eletricidade o foco deste estudo.

“Art. 21. Compete à União:

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;”

BRASIL. Constituição (1988).

Historicamente, o setor elétrico tem sido, em sua maior parte, controlado por concessionárias que exerciam as funções de geração, transmissão e distribuição de maneira verticalizada e controladas pelo poder concedente. A partir de meados dos anos 90, o governo adotou diversas medidas para remodelar o setor que, de maneira geral, tiveram como objetivo o aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições ao investimento estrangeiro, aumentando a concorrência no setor de energia elétrica (LEITE, 2007).

A primeira medida foi a “desverticalização” das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Em seguida, houve a abertura do mercado à participação do capital privado nos investimentos para a expansão do parque gerador e do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil por meio de leilões.

Em 1998, o governo promulgou a Lei nº 9.648 com o intuito de reformar a estrutura básica do setor de eletricidade. A chamada Lei do Setor Energético previa o estabelecimento de órgão auto-regulado responsável pela operação do mercado de energia elétrica de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia (MAE), o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento. O MAE era responsável à época por centralizar o registro de toda a eletricidade comercializada (compra e venda) no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) assim como a energia elétrica efetivamente consumida e gerada neste sistema.

O mesmo processo legislativo previu a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade privada sem fins lucrativos, responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema elétrico interligado, além do estabelecimento de processos licitatórios para concessões que visam à construção e operação de usinas de energia elétrica e de instalações de transmissão de eletricidade (ABREU, 1999).

2.1 O “NOVO MODELO” EM 2004

Em 2004, a Lei nº 10.848 promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com os objetivos de proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração e assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de leilões públicos. As principais modificações introduzidas foram:

- I. a criação de ambientes distintos para a comercialização de eletricidade, detalhados mais adiante;
- II. a obrigatoriedade, por parte dos consumidores, entre eles as distribuidoras, de adquirir energia elétrica suficiente para suprir a totalidade da sua demanda, estimulando contratos de maior duração;

- III. a adoção do conceito de Garantia Física de geração para toda energia elétrica comercializada em contratos; e;
- IV. restrições às empresas de distribuição de energia elétrica com relação à venda de eletricidade a preços não regulados e de desenvolver atividades de geração e transmissão.

A Lei nº 10.848 de 2004 também representou uma guinada no posicionamento do poder concedente até então ao suspender o processo de desestatização das empresas do setor, em seu artigo 31, § 1º, transcrito a seguir:

“Art. 31. Fica revogado o art. 5º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, assegurados os direitos constituídos durante sua vigência, em especial as atividades autorizadas em seus incisos II e IV.

§ 1º Ficam excluídas do Programa Nacional de Desestatização - PND a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRAS e suas controladas: Furnas Centrais Elétricas S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ELETRONORTE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A - ELETROSUL e a Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE.”

BRASIL (2004a).

2.2 A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL SEGUNDO A LEI 10.848

A comercialização de energia elétrica como atividade autônoma está prevista na Lei nº 9.648/98 e no Decreto nº 2.655/98, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de geração independente, as comercializadoras e os importadores de eletricidade.

A comercialização de energia elétrica tem por finalidade o abastecimento energético, por meio das distribuidoras em relação a seus consumidores “cativos” (ACR) e por meio de geradoras e comercializadoras em relação ao mercado livre.

A regulamentação que rege a compra e a venda de energia elétrica em dois ambientes, de contratação regulada e livre, e que também disciplina as concessões e autorizações de empreendimentos de geração de energia, incluiu regras relacionadas aos procedimentos de leilões federais, bem como a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

Neste sentido, o Decreto nº 5.163 de 2004, alterou as regras de comercialização de energia elétrica e definiu novas atribuições para o até então MAE que passou a chamar Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), órgão público de direito privado responsável pelo registro de todas as transações envolvendo a comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN.

O Decreto 5.163 de 2004 dividiu o mercado brasileiro de energia elétrica em dois Ambientes de Contratação, o livre (ACL) e o regulado (ACR). Além disto, o decreto citado manteve o chamado Mercado de Curto Prazo (MCP), ou mercado das diferenças entre os valores contratados e consumidos/gerados em termos energéticos, inaugurado em 2000 e contabilizado mensalmente na CCEE.

Por meio da CCEE são processadas as regras de comercialização de energia elétrica homologadas pela ANEEL e são liquidados os valores correspondentes às operações de curto prazo dos agentes setoriais associados, entre eles: geradores, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, consumidores livres ou especiais, distribuidoras e comercializadores de energia (LEITE, 2007).

Figura 4 - Demanda por Eletricidade em 2012 no Brasil (ACR vs. ACL)

Fonte: CCEE (2012).

A nova regulamentação em vigor até os dias de hoje determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os vendedores (geradores, comercializadores e autoprodutores) devem demonstrar que a energia disponibilizada para venda tem como respaldo suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia elétrica, este respaldo corresponde ao termo “lastro físico” encontrado em diversos documentos relacionados ao setor elétrico, tais como as regras aplicáveis ao setor elétrico, homologadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 533 de 2013.

Os vendedores que não cumprem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de lastro físico, revertidas para a modicidade tarifária, de acordo com a interpretação do Decreto 5.163 de 2004, trecho transcrito abaixo que representa a essência do “Novo Modelo”:

“Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

I - os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos, a partir da data de publicação deste Decreto;

II - os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e

III - os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas pelos agentes de distribuição e agentes vendedores deverão, a partir de 1º de janeiro de 2005, garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

*§ 1º O lastro para a venda de que trata o inciso I do **caput** será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência.*

§ 2º A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

*Art. 3º As obrigações de que tratam os incisos do **caput** do art. 2º serão aferidas mensalmente pela CCEE e, no caso de seu*

descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme o previsto na convenção, nas regras e nos procedimentos de comercialização.”

BRASIL. (2004b).

O diagrama abaixo representa a forma de atuação dos agentes geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores em relação à contratação bilateral da energia elétrica com o chamado “Novo Modelo do Setor” que já tem quase dez anos. Antes do Decreto nº 5.163 de 2004, não existiam os diferentes ambientes de contratação e os agentes eram livres para adquirir eletricidade e potência de qualquer outra classe de agente.

Figura 5 - Contratação de Energia nos Ambientes Livre e Regulado com o "Novo Modelo"

Fonte: DUTRA, SZKLO (2008).

Hoje, a regulação prevê que apenas consumidores acima de 3MW de demanda contratada, independente do nível de tensão, podem escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica. Consumidores abaixo dos 3MW e acima de 500kW de demanda contratada também acessam o ambiente de contratação livre, porém, hoje estes consumidores podem apenas comprar energia elétrica a partir de usinas

com capacidade instalada abaixo de 30MW caracterizados como “fontes incentivadas”, inclusive com descontos nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição ou transmissão variando de 50 até 100% dependendo do tipo de fonte¹ (SILVA, 2012).

Em 2012, a CCEE contabilizava em seu quadro de associados 1.744 empresas distribuídas conforme tabela abaixo. Este número representa o grau de adesão das empresas ao modelo proposto em 2004. Destaque para os consumidores livres e especiais que dominam o maior número de cadeiras, mas representam apenas cerca de 26% do mercado como veremos mais a frente:

Tabela 2 - Divisão de Agentes do Setor de Energia Elétrica no Brasil

<u>Tipo</u>	<u>Qtd.</u>
Produtores Independentes	329
Consumidores Livres	537
Consumidores Especiais	638
Autoprodutores	41
Geradores (Serv. Público)	31
Distribuidores	46
<u>Comercializadores</u>	<u>122</u>
<u>Total</u>	<u>1.744</u>

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da CCEE (2012).

¹ Usinas solares de até 30MW de capacidade instalada possuem, a partir de 2012, descontos de 80% por dez anos para as tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD/TUST), conforme determina a Nota Técnica nº 0020/2012-SRD/ANEEL.

2.3 OS LEILÕES DE ENERGIA

Como visto na seção anterior, as distribuidoras possuem a obrigação de contratação na totalidade da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Essa medida estimula a expansão do parque gerador por incentivar a contratação bilateral por longos prazos, condição essencial para atendimento das exigências intrínsecas de financiamento de projetos de grande porte ou com longos períodos de maturação.

Para cumprir este objetivo, as distribuidoras devem se unir na forma de um “pool” ou em bloco para realizar aquisições de energia elétrica nos leilões federais regulados pela ANEEL, seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos. Existem algumas situações excepcionais nas quais o suprimento de energia elétrica à distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória – caso da usina de Itaipu – quer por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – geração distribuída, fontes eólicas, PCHs, biomassa – regulamentada por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 167 de 2005, até o limite de 10% da carga das distribuidoras observadas em um conjunto de 12 meses.

“Art. 3º da Resolução ANEEL nº 167/2005 : montante de energia elétrica contratada na opção prevista no inciso I do art. 2º não poderá exceder o limite de 10% (dez por cento) da carga do agente de distribuição, verificado no momento da contratação e com base na carga dos 12 (doze) meses precedentes.”

Os leilões de energia elétrica que tem por meta a expansão do parque gerador são classificados basicamente de três formas em função basicamente do prazo de construção dos empreendimentos de geração, a saber: (i) cinco anos antes da data

de entrega inicial (“A-5”), (ii) três anos antes da data de entrega inicial (“A-3”) ou leilões específicos para fontes tidas como alternativas – biomassa e eólicas principalmente (BRANDÃO, 2009).

Além destes leilões, são previsto também os leilões de energia elétrica das instalações de geração existentes, chamados pelo mercado de “leilões de energia velha”, estes são (i) realizados um ano antes da data da entrega inicial (“A-1”), ou (ii) realizados em até quatro meses antes da data de entrega (“leilões de ajuste”). O diagrama abaixo auxilia na compreensão de como se dá a lógica destes processos de licitação no tempo.

Figura 6 - Leilões Federais de Energia em Relação ao Compromisso de Entrega

Fonte: Elaborado p. autor.

Cada gerador que negocia sua produção por meio do leilão assina um Contrato de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) com cada distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada pela distribuidora. A única ressalva a esta regra acontecerá no leilão de ajuste com regras firmadas de acordo com o cenário de contratação que se estabelece no ano da realização do referido certame. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado são limitados ao prazo de dois anos. Os contratos firmados a partir dos leilões A-5 e A-3 têm prazos que variam de 15 a 35 anos (SILVA, 2012).

Os CCEARs estabelecem os termos, condições, preços e montantes de energia elétrica contratada entre os vencedores dos leilões e as distribuidoras.

2.3.1 OS LEILÕES PARA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DE RESERVA

A chamada “energia de reserva” também encontra amparo na Lei n.º 10.848, no instante em que cita que as instâncias governamentais podem definir um montante de energia elétrica destinado à reserva de capacidade de geração a ser contratada de forma compulsória entre todos os usuários finais do SIN, incluindo consumidores livres e especiais e os autoprodutores com relação à parcela de energia decorrente da interligação com o SIN. O conceito de energia elétrica de reserva, porém foi regulamentado apenas em 2008, por meio do Decreto n.º 6.353, de 16 de janeiro daquele ano com o objetivo da contratação de energia de reserva é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN.

Conforme previsto em tal instrumento, a energia elétrica de reserva será contratada mediante leilões a serem promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, conforme diretrizes do MME. Para a realização de tais leilões, o MME definirá o montante total de energia de reserva a ser contratada, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Decreto estabelece, ainda, que a energia elétrica de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE e a sua contratação será formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva (CER) entre os agentes vendedores nos leilões, como representante dos agentes de consumo que remuneram os geradores por meio dos Encargos de Energia de Reserva (EER).

Na prática, no momento em que os preços de energia elétrica alcançam seu pico e os reservatórios das hidrelétricas estiverem em níveis inferiores ao necessário para evitar um possível novo racionamento, a EPE indica a necessidade de realização de leilões para a contratação de energia elétrica de reserva. Após contratada, essa

energia só será utilizada em caso de escassez de chuvas e outros problemas de oferta.

2.4 O MARCO REGULATÓRIO E A REMUNERAÇÃO DAS GERADORAS

Os agentes de geração não possuem a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destes parâmetros. A Lei nº 12.783 de 2013, no entanto, altera as regras de remuneração de parte do parque gerador instalado, cujas concessões foram emitidas antes do mês de Fevereiro de 1995, e de fato cria o conceito de remuneração por serviço de operação e manutenção via tarifa regulada para essas usinas. Os efeitos desta nova lei para parte dos geradores existentes, porém, não será objeto direto desta dissertação por não tratar especificamente do retorno esperado dos ativos de geração em sua fase de amortização.

Desde a promulgação da Lei nº 10.848, as geradoras somente podem vender sua energia para as distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE, como vimos na seção anterior. Já no ambiente de contratação livre, as geradoras podem vender sua produção a preços livremente negociados a comercializadoras, consumidores livres e especiais.

A figura do consumidor livre foi estabelecida na regulamentação por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 264 de 1998, já os consumidores especiais foram criados com a Resolução Normativa ANEEL nº 247 de 2006. Um resumo das condições mínimas necessárias para que um consumidor seja considerado livre ou especial encontra-se descrito na tabela seguinte.

Tabela 3 - Requisitos para o acesso ao mercado livre

Consumidor	Fonte de Geração	Demanda Mínima Contratada (CUSD)	Nível de Tensão Mínimo
Livre	-Convencional e	3MW	-69 kV (até 1995)
	-Alternativa (Incentivada)		-Nenhuma (a partir de 08/1995)
Especial	-Convencional (30 a 50MW) e -Alternativa (Incentivada)	500 kW - 3 MW	2,3 kV

Fonte: Elaborado p. autor com base nas Resoluções Normativas da ANEEL de nº 264 de 1998 e nº 247 de 2006.

Para os contratos firmados entre geradores e as distribuidoras, a limitação ao repasse de custos pelas distribuidoras é baseada no Valor de Referência (VR), que corresponde à média apurada anualmente pela ANEEL dos preços de energia elétrica nos leilões federais, calculados para todas as distribuidoras, conforme descrito no art. 34 do Decreto nº 5.163, de 2004 (BRASIL, 2004b).

O VR cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas demandas esperadas de energia elétrica nos leilões A-5, nos quais se espera preços mais baixos do que nos leilões A-3, e será aplicado nos três primeiros anos dos contratos de compra da energia produzida por novos projetos de geração.

Essas limitações ao repasse pelas distribuidoras dos custos de aquisição de energia acabam restringindo os preços de energia praticados pelos geradores, uma vez que estes devem ser similares ao VR para serem competitivos. No modelo vigente, as distribuidoras somente poderão adquirir energia elétrica por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e contabilizados pela CCEE, como veremos em detalhes mais adiante. Tal restrição não se aplica à venda de energia elétrica para consumidores livres, na qual a comercialização é realizada pela livre negociação de preços, prazos e demais condições.

Algumas geradoras hidráulicas contam, ainda, com um mecanismo regulatório chamado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), estabelecido pela Resolução da ANEEL N° 249, de 11 de Agosto de 1998, para reduzir o risco da variação da receita associada às variações hidrológicas em suas respectivas cascatas. De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas geradoras não depende diretamente da energia efetivamente gerada, e sim da garantia física de cada empreendimento, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Ministério de Minas e Energia, constando no respectivo contrato de concessão.

As diferenças entre a garantia física e a energia gerada são cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos associados a um despacho centralizado “tight-pool” a um valor pré-estabelecido pelo regulador. Esta receita ou despesa adicional também será contabilizada mensalmente para cada gerador (CCEE, 2013a).

De acordo com as regras de comercialização, portanto, a receita proveniente da venda de energia elétrica não depende somente de sua potência instalada, e sim da garantia física. Na prática, as usinas podem entregar sua produção contratada através de geração própria ou de aquisição de energia no mercado de curto prazo da CCEE e repasse da mesma, dependendo das condições verificadas entre seu custo de geração e o preço da eletricidade praticado no mercado à vista e, consequentemente, tal decisão depende das condições de mercado e hidrológicas. Desta forma, as receitas dos geradores encontram-se vinculadas à diferença entre o preço contratado e (i) seu custo de geração, ou (ii) o preço da energia elétrica no mercado à vista.

Ainda de acordo com a análise de CCEE (2013a), além da garantia física e do MRE, quando aplicável, a receita dos geradores, ainda sofre a influência das perdas elétricas observadas nas linhas de transmissão e distribuição e das eventuais indisponibilidades verificadas ao longo da operação.

2.5 FORMAÇÃO DE PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL E O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS

Embora o objetivo principal deste estudo não seja o detalhamento do processo de formação de preços da energia elétrica no Brasil, a compreensão das variáveis que afetam sua volatilidade é fundamental para avaliação dos portfólios de ativos de geração a partir das diversas fontes de energia.

De acordo com Silva (2012), os preços dos contratos de energia elétrica dependem primeiramente dos prazos de vigência destas operações. Contratos de curto prazo, inferiores ao período de um ano, se baseiam essencialmente nos custos marginais da operação, com reflexo direto da formação do preço de liquidação das diferenças (PLD). O PLD é utilizado pela CCEE para definição dos pagamentos e recebimentos atrelados a toda a energia elétrica contabilizada não contratada em base mensal no âmbito do SIN, por este motivo, o PLD também serve como a principal referência para comercialização de curto prazo. Contratos de longos prazos, com duração maior que seis meses, já sofrem influência dos custos marginais de expansão cuja informação é obtida a partir dos resultados dos leilões federais.

No Brasil, dada a atual configuração da matriz elétrica fortemente dependente da hidrologia, a variação dos preços acompanha o regime das chuvas. No chamado “período seco” que se inicia no mês de maio e segue até o final de outubro, as usinas térmicas são programadas para entrar em operação com o objetivo de poupar água nos reservatórios. Essa programação é feita com base no mérito de custo variável de operação. Em outras palavras, se o custo da entrada em operação de uma determinada usina térmica for menor que o valor da água e o seu benefício futuro para o sistema elétrico, essa usina será programada para gerar energia. Essa instrução ou despacho independe da quantidade de energia negociada pelo gerador e é medido em termos da economia esperada com a queima dos combustíveis das usinas térmicas (LEME, 2008).

2.5.1 O PLD E OS MODELOS COMPUTACIONAIS

De acordo com a CCEE (2013a), o PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no custo marginal de operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado do SIN (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste). A periodicidade semanal é definida pela ANEEL e a definição dos patamares de carga (leve, médio e pesado) fica sob a égide do ONS.

A figura 7 foi extraída do IPDO - Informativo Preliminar Diário da Operação, elaborado pelo ONS, este diagrama representa a produção, a demanda e os intercâmbios de eletricidade entre os diferentes submercados para um dia de operação do sistema. Estas informações, disponíveis para consulta por meio da página do ONS na Internet, constituem a base para a formação da programação de despacho da produção das usinas do SIN e, portanto, do cálculo dos custos marginais de operação que constituem o PLD.

Figura 7 – Produção, intercâmbio e carga por submercado

Fonte: IPDO (2013).

O cálculo do preço baseia-se no despacho “*ex-ante*”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais desenvolvidos pelo CEPEL no Rio de Janeiro, NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o custo marginal de operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

Tabela 4 - Médias do PLD de 2005 até 2012

Submercados	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Média do PLD
N	R\$ 26,18	R\$ 57,19	R\$ 97,54	R\$ 131,17	R\$ 24,17	R\$ 84,64	R\$ 28,47	R\$ 134,78	R\$ 71,43
NE	R\$ 18,49	R\$ 32,69	R\$ 97,54	R\$ 134,64	R\$ 31,91	R\$ 85,08	R\$ 28,75	R\$ 134,78	R\$ 68,84
S	R\$ 33,89	R\$ 69,73	R\$ 93,57	R\$ 133,16	R\$ 39,78	R\$ 70,23	R\$ 28,12	R\$ 140,33	R\$ 74,47
SE	R\$ 28,72	R\$ 67,65	R\$ 99,87	R\$ 133,86	R\$ 38,47	R\$ 70,45	R\$ 29,60	R\$ 140,03	R\$ 74,44
Média do PLD	R\$ 26,82	R\$ 56,82	R\$ 97,13	R\$ 133,21	R\$ 33,58	R\$ 77,60	R\$ 28,73	R\$ 137,48	R\$ 72,30

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos preços semanais divulgados pela CCEE até a 1ª semana de novembro de 2012.

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos preços semanais divulgados pela CCEE até a 1ª semana de novembro de 2012.

O principal produto do modelo NEWAVE é a curva de custo futura ótima com horizonte de cinco anos, que é entrada para o próximo modelo da cadeia, DECOMP, o qual faz uma análise em um horizonte de dois meses. O PLD é o resultado deste processo de análise e tratamento de dados partindo do DECOMP, e publicado semanalmente pela CCEE (SILVA, 2012).

A cadeia de modelos computacional tem o objetivo de obter a solução ótima para o dilema do sistema hidrotérmico nacional que é utilizar a água dos reservatórios para gerar energia elétrica no presente ou poupar os reservatórios para eventuais períodos de pouca afluência no futuro. A figura abaixo ilustra o dilema do operador e seu impacto nos custos marginais de operação no presente.

Figura 8- O dilema do Operador Nacional do Sistema (ONS)

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de ilustrar conceitos contidos no texto.

Como o PLD é sensível aos cenários hidrológicos previstos em um horizonte de tempo relativamente longo, de cinco anos, a volatilidade do PLD é elevada. Por exemplo, quando há atraso no período das chuvas, por influência de fenômenos climáticos, existe uma tendência de observar maiores picos entre períodos de PLD (BARROSO, 2011a).

O gráfico seguinte, elaborado pelo ONS (2010), ilustra o aumento do grau de volatilidade dos custos marginais para operação do sistema (CMO) que se situa na faixa entre R\$ 150,00 e R\$ 200,00 por MWh em Dezembro de 2014 na média em relação a Abril de 2010.

Figura 9 - Aumento da Volatilidade dos Custos de Operação Marginais

Fonte: ONS (2010).

O CMO pode ser definido, em termos econômicos, como o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário da energia elétrica consumida, em um dado período de tempo, utilizando o parque gerador instalado (sem expansão) (EPE, 2011).

A única quantidade aleatória incorporada no NEWAVE é a ENA, ou Energia Natural Afluente. São simuladas 2.000 séries de ENA com base em modelos do tipo PAR (“Periodic Autoregressive”). Essas quantidades são incorporadas na função objetivo e a otimização é realizada com base no valor esperado do custo total condicionado às séries de ENA simuladas (LEME, 2008).

O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga (leve, médio e pesado) e submercado (norte, nordeste, sul e sudeste) do SIN, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, homologados pela ANEEL, e conforme observado o disposto no art. 57 do Decreto nº 5.163 de 2004 transcrito parcialmente abaixo:

“Art. 57. A contabilização e a liquidação mensal no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

[...]

§ 2º O valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado.

*§ 3º O valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela ANEEL, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e **royalties**.*

§ 4º O critério determinante para a definição dos submercados será a presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN.”

BRASIL. (2004b).

2.6 A REFERÊNCIA DE LONGO PRAZO, O CME

O custo marginal de expansão (CME), utilizado para referência da contratação de longo prazo, superior a seis meses, representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando ajustes no programa de obras, ou seja, representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica, segundo a metodologia publicada em 2011. Na hipótese de expansão ótima e contínua, o CME será o custo do empreendimento obtido da curva de custo de expansão ao qual se fica indiferente entre construir o projeto ou operar o sistema a fim de atender à demanda adicional (EPE, 2011).

A utilização dos preços dos empreendimentos obtidos nos resultados dos leilões de energia elétrica se mostrou a alternativa mais viável para a estimativa destes custos e foi utilizada desde o primeiro plano decenal da expansão de energia (PDE). A tabela abaixo exhibe os CMEs de 2006 até 2020 e os critérios utilizados para sua determinação.

Tabela 5 - Evolução dos Custos Marginais de Expansão e Critérios

ESTUDO	CME (R\$/MWh)	CRITÉRIO
PDE 2006-2015	118,00	Preço médio (ponderado pelos lotes vendidos) do produto 2010 do LEN A-5 de 2005. O preço máximo (130,00 R\$/MWh) foi utilizado como tolerância no ajuste.
PDE 2007-2016	138,00	Preço máximo do LEN A-5 de 2006. O estudo foi convergido a 138,00 R\$/MWh (sem tolerância).
PDE 2008-2017	146,00	Preço máximo nos leilões realizados ao longo do ano de 2008. Foi utilizada tolerância de 3% (~4,00 R\$/MWh) para convergência do estudo.
PDE 2019	113,00	Preço médio dos LEN de 2008 + Leilão de Projetos Estruturantes (UHE Jirau e Santo Antônio). Não considera o LER.
PDE 2020	113,00	Mantido o CME do PDE 2019, ou seja, obtido pelo preço médio dos LEN de 2008 + Leilão de Projetos Estruturantes (UHE Jirau e Santo Antônio). Não considera o LER.

Fonte: EPE (2011).

Nota-se que entre um plano e outro os critérios para definição dos CME sofrem uma evolução em relação ao anterior. Essa instabilidade se reflete nos preços da energia elétrica a ser ofertada em cada ano.

A tabela a seguir mostra os preços médios de venda nos leilões federais desde 2003 elaborado levando em conta fatores de despacho, custos de construção, de combustível e de operação e manutenção ao longo da vida útil das centrais, sem considerar os tributos e os encargos setoriais. Nestes dados da CBIE (2011), ainda é possível auferir a relevância em termos de custos das fontes hidráulicas e térmicas a biomassa sobre as demais fontes.

Tabela 6 - Preços médios de venda nos leilões federais desde 2003

Preços médios de venda nos leilões federais desde 2003	
Usina	R\$/MW.h
Hidrelétrica	88
Nucleares	160
Gás Natural	133
Carvão	129
Óleo Combustível	138
PCH	143
Biomassa	93
Eólicas	139

Fonte: Elaborado pelo autor com base em informações da EPE (2011) e CBIE (2011)

2.7 OS ENCARGOS SETORIAIS COM IMPACTOS PARA OS GERADORES

Nesta seção são explorados os encargos setoriais que incidem sobre os geradores de energia. A análise dos encargos também é relevante para a compreensão da formação de preços da eletricidade no Brasil visto que estes elementos compõem a parcela de custos não gerenciáveis sobre a qual é construída a lógica dos preços nos contratos com os demais agentes setoriais.

Não estão sendo considerados os encargos que incidem sobre a parcela do consumo, tais como a Conta de Desenvolvimento Energético, a CDE, por exemplo, que apesar de representativa não é o foco deste trabalho.

Segundo Leite (2007) os tributos e encargos correspondem desde 2005 a aproximadamente 40% dos preços finais da energia elétrica. A tabela 7 indica a evolução destes parâmetros no Brasil em 1999, 2002 e 2005.

Tabela 7 - Evolução dos Encargos Setoriais, Trabalhistas e Tributos no Brasil

Ano	Encargos Setoriais	Encargos Trabalhistas	Tributos
1999	6,17	4,78	25,8
2002	8,8	2,67	22,1
2005	10,37	1,8	27,8

* valores percentuais

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Leite (2007).

2.7.1 TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E DE TRANSMISSÃO

A ANEEL é responsável pela fiscalização e o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão do SIN. As tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão são estabelecidas de acordo com o nível de tensão a qual se encontram conectadas as usinas. Portanto, a TUSD ou “Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição” é cobrada pelo uso da rede de distribuição ou sub-transmissão (DIT) pertencente à área de concessão de cada distribuidora e a TUST ou “Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão” é associada diretamente ao SIN (ANEEL, 2013).

A TUSD é reajustada anualmente pelo órgão regulador e compreende os custos de operação, manutenção e expansão da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas respectivas depreciações. O encargo pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é determinado pela demanda ou capacidade de uso da rede, expresso em kW e a tarifa, expressa em R\$ por kW.

Figura 10 - Tarifa Média (TUSD) em 2013 por Classe de Tensão

Fonte: Elaborado p. autor com base em dados disponibilizados pela ANEEL (2013).

A TUST remunera o uso da chamada “Rede Básica”, que é composta por instalações de transmissão do SIN com tensão igual ou superior a 230 kV e seu reajuste também é anual, todo mês de Julho.

Como se trata de um rateio entre todos os geradores da Rede Básica, a ANEEL primeiro determina qual o valor total das receitas que deverão ser ressarcidas pelos encargos TUST somando o seguinte:

- (i) o valor total de receitas de transmissão a que as concessionárias de transmissão têm direito pela prestação do serviço, ou a Receita Anual Permitida (RAP);
- (ii) uma parte do orçamento operacional do ONS;
- (iii) uma previsão das novas receitas oriundas de melhorias ou expansão da rede; e
- (iv) correções da inflação.

Segundo o critério estabelecido, geradores conectados ao sistema de transmissão interligado devem arcar com a metade do valor total computado, sendo que a

outra metade é repassada para os demais conectados à rede – distribuidores e consumidores ligados no sistema de transmissão.

O rateio é feito com base no valor comum a todos os empreendimentos, referente a 80% do total, acrescido do valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso do consumo (ANEEL/SRT, 2013).

Figura 11 - Evolução da Receita Anual Permitida (RAP)

Fonte: ANEEL/SRT (2013).

Este rateio é centralizado pelo ONS. Isso significa que todos os agentes conectados ao sistema de transmissão assinam um contrato com o operador nacional e recebem mensalmente o cálculo do rateio dos encargos. Cada empresa então efetua o pagamento da TUST de forma bilateral com todas as transmissoras cadastradas no SIN com base nestes cálculos, além dos custos do próprio ONS.

2.7.2 COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS - CFURH

A Lei n.º 9.648 de 1998 determinou que os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar uma taxa de 6% sobre o valor da energia elétrica produzida, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos. Este pagamento é feito aos estados e municípios onde se localizam os aproveitamentos ou aqueles afetados por áreas alagadas do reservatório. Em 2000, nos termos da Lei n.º 9.984, este percentual foi alterado para 6,75%.

2.7.3 TAXA DE FISCALIZAÇÃO DE SERVIÇOS DE ENERGIA – TFSEE

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE) foi instituída pela Lei n.º 9.427 de 1996, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410 de 1997. A aplicação desta taxa corresponde a 0,4% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à ANEEL, em doze quotas mensais para cobrir custos da agência. A tabela abaixo relaciona a evolução dos encargos ao longo dos anos, tanto da TFSEE como da CFURH.

Tabela 8 - Evolução da TFSEE e CFURH entre 2007 e 2012

Encargos Setoriais	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	327,4	358,7	375,3	385,7	464,7	195,9
Fonte: SRE / SAF-ANEEL (Valores Realizados)						
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	1.244,30	1.259,20	1338,5	1.514,90	1.635,80	
Fonte: SFF / SRG-ANEEL						

* valores em milhões de reais.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em informações da ANEEL (2013).

2.7.4 CONTRIBUIÇÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)

A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, determina que as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em projetos de pesquisa e desenvolvimento em prol do setor elétrico. As fontes consideradas alternativas ou incentivadas tais como as pequenas centrais hidroelétricas, empreendimentos de energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

Deste 1% de sua receita operacional líquida (ROL), apenas 40% são gerenciáveis em projetos de pesquisa e desenvolvimento de escolha dos geradores, porém sujeitos à aprovação da ANEEL. Os demais 60% são destinados automaticamente para o FNDCT e MME principalmente para custeio da EPE.

2.8 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

O marco regulatório estabelecido em 2004 como uma evolução do processo de privatizações ocorrido no final do século XX estabelece as opções disponíveis para comercialização da produção dos geradores de energia elétrica, além dos riscos, obrigações e direitos ao longo da vida útil de um empreendimento de geração.

O processo de contratação da energia elétrica produzida, que envolve a competição das diferentes fontes por preço em um mercado consumidor formado por clientes livres e concessionárias de distribuição, depende fortemente das condições de oferta e demanda para garantir o retorno esperado dos empreendimentos de geração de energia a partir das diferentes fontes disponíveis.

A análise da formação de preços de energia elétrica no Brasil, assim como os encargos associados à atividade, por si já representa um tema de grande complexidade. Sua abordagem pode adquirir diversos contornos, desde a

modelagem das séries históricas para previsão dos cenários futuros para tomada de decisão em relação ao despacho das usinas no presente, com reflexos nos preços de curto prazo, como também a avaliação dos cenários de oferta e demanda por energia nos diferentes ambientes de contratação, passando pelo comportamento das tarifas aplicadas pelas distribuidoras aos seus respectivos mercados.

Com a relativa maturidade do marco regulatório do setor, encontra-se à disposição do mercado um histórico de preços e cenários que abrange um período superior a dez anos. Estas informações serão aplicadas para a composição dos cenários utilizados para a avaliação dos diferentes arranjos de ativos de geração nos capítulos seguintes de forma a permitir a avaliação do grau de sinergia entre as diferentes fontes de geração, que corresponde à questão central desta obra.

Ao longo dos próximos capítulos, pretende-se estudar estes elementos associados a cada tipo de fonte para com isso formar uma hipótese quanto ao ganho de portfolio associados à geração de eletricidade sob o conjunto de regras de mercado adotadas no Brasil. Com isso, espera-se possível avaliar as condições para combinação de diversas fontes nas quais é possível observar este grau de sinergia no retorno esperado global.

3. A RECEITA DE UM PORTFOLIO DE GERAÇÃO ELÉTRICA

A receita de um gerador é formada a partir da energia elétrica comercializada de seu conjunto de usinas ou ativos na forma de um portfólio de ativos de geração. Os contratos bilaterais firmados, seja no ACL ou no ACR, são feitos por empresa, que por sua vez representa um conjunto de uma ou mais usinas, independente da natureza da fonte, registrados na CCEE onde então ocorre a contabilização mensal da energia elétrica comercializada por agente de geração e são aplicadas as regras em vigor estabelecidas na regulação.

As diferenças entre (i) a energia elétrica disponível para comercialização, devidamente ajustada conforme as regras homologadas pela ANEEL, e (ii) a energia elétrica contratada bilateralmente são então liquidadas ao PLD calculado pela CCEE. Desta forma, são duas as fontes de receita a partir de empreendimentos de geração elétrica: via pagamentos referentes à contratação acordada bilateralmente, seja no ACL como no ACR e por meio da liquidação na CCEE decorrente do processo de contabilização mensal de acordo com as regras vigentes (CRUZ, 2007).

É importante, neste ponto, reforçar o entendimento regulatório sobre o objeto da contratação bilateral no mercado brasileiro em sua configuração atual. No Brasil não é a energia elétrica efetivamente produzida por uma usina seja expresso em MWh ou GWh que é comercializado e sim o conceito de garantia física ou também chamado de lastro comercial associado a cada empreendimento e devidamente ajustado pelas regras vigentes que é o efetivo objeto de cada transação, seja no ACL como no ACR. Este parâmetro é definido para cada usina pelo poder concedente e ajustado no processo de contabilização da CCEE mensalmente.

No ACL são realizados todas as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre agentes geradores,

produtores independentes, pequenos produtores, autoprodutores, comercializadores e consumidores livres ou especiais. Os agentes da categoria “distribuição” ficam restritos ao ACR, onde a compra e a venda de energia elétrica é realizada por meio de leilões federais públicos frequentemente operados pela própria CCEE.

O diagrama seguinte sintetiza este conceito e já introduz os parâmetros principais que influenciam diretamente a receita de empreendimentos já em condição de operação comercial de acordo com a CCEE (2013a). Neste diagrama, a sigla PPA responde por “Power Purchase Agreement”, traduzida livremente como um acordo de compra de energia elétrica.

Figura 12 - Esquema da formação da receita do gerador

Fonte: Elaborado p. autor para ilustrar o texto.

Neste modelo setorial, o mapeamento dos parâmetros que influenciam a receita do gerador é determinante na formação da estratégia de investimentos, afinal, no

cenário em vigor é possível a diversificação tanto em relação à fonte como em relação à contratação, desde que respeitadas as regras vigentes.

Assim sendo, a primeira componente da receita de um gerador ou produtor independente detentor de uma concessão ou autorização para exploração de uma usina elétrica que será detalhada nesta seção decorre justamente da opção adotada quando da contratação da sua produção.

3.3 OS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

A escolha por um ambiente de contratação em detrimento do outro por parte do investidor depende quase que exclusivamente da avaliação ou leitura correta do cenário de preços, dos riscos e do mercado no momento da tomada de decisão. Como visto no capítulo anterior, os contratos no ACL, firmados com consumidores livres ou especiais, comercializadores ou autoprodutores geralmente possuem prazos de duração não superiores a cinco anos. Essa prática é justificada por duas razões, principalmente.

- (i) Prazo regulamentar para o retorno de um consumidor livre ao mercado regulado ou cativo de uma distribuidora é de cinco anos, segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 376 de 2009.

“ Art. 8º da Resolução Normativa ANEEL nº 376/2009: O Consumidor Livre poderá retornar à categoria de consumidor atendido em condições reguladas mediante a formalização, junto à distribuidora local, no prazo previsto no art. 52 do Decreto nº 5.163, de 2004, de seu interesse em adquirir energia elétrica da distribuidora para cobertura, total ou parcial, das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade.

§ 1º O prazo para retorno ao ACL referido no caput poderá ser reduzido, a critério da distribuidora local.”

Esta opção dada pela regulamentação vigente de retorno ao ambiente regulado na prática força os consumidores livres e especiais a avaliarem seus contratos e condições de preços negociadas em relação às tarifas praticadas pelas respectivas concessionárias de distribuição que atendem suas unidades produtivas. Em cenários de preços desfavoráveis no ACL, a opção de retorno ao mercado regulado pode ser a mais óbvia, além de amparada pela legislação.

- (ii) Os indexadores de preços IPCA e IGP-M atrelados aos contratos bilaterais “descolam” os preços praticados em relação ao mercado.

Um contrato bilateral firmado em Janeiro de 2004 a R\$ 100,00 por MWh atualizado pelo IPCA estaria sendo praticado em 2013 a exatos R\$ 162,97 por MWh, um reajuste de 62,97%. Essa inflação dos preços negociados vis-à-vis a volatilidade de preços observada no mercado de curto prazo tornam a contratação bilateral por prazos longos no ACL praticamente uma exceção à regra (SILVA, 2012).

Os contratos no ACR, por sua vez, são destinados exclusivamente às distribuidoras de energia elétrica para atendimento de seus respectivos mercados cativos e visando a expansão do parque gerador, podem atingir até trinta anos de duração dependendo do tipo de fonte. Além disso, sob a ótica do gerador, as contrapartes no ambiente de contratação regulada apresentam menores riscos de inadimplência do que a reportada no ambiente de contratação livre, dada a natureza da operação dos concessionários de distribuição, exigindo um custo extra para avaliação e mapeamento de clientes que inexistente no mercado regulado.

Em contrapartida, os contratos firmados no ACL implicam condições específicas de negociação que vão desde a forma de reajustes de preços, condições para a entrega da energia elétrica até a constituição das garantias financeiras adaptadas às necessidades das contrapartes. A própria condição de registro da energia elétrica transacionada é confeccionada livremente de modo a atender os interesses

bilaterais envolvidos envolvendo flexibilidades e ”opcionalidades“ vinculadas seja à natureza da fonte de energia ou ao uso final da eletricidade pelo comprador.

A tabela abaixo foi elaborada de forma a colocar os dois ambientes em perspectiva e para ressaltar os principais pontos da discussão em torno destes dois ambientes de contratação.

Tabela 9 - Diferenças entre o ACL e ACR em relação à contratação bilateral

	ACL	ACR
Comprador	Consumidores Livres e Especiais, Autoprodutores de Energia, Comercializadores e Geradores	Consumidores Cativos (via Distribuidoras) e a própria Câmara de Comercialização de Energia Elétrica nos Leilões de Energia de Reserva
Prazo de Duração dos Contratos	De um mês até cinco anos	15 anos para fonte térmica e até 30 anos para fonte hidráulica
Índice de Reajuste de Preços	IGP-M ou IPCA	IPCA
Forma de contratação	Livremente pactuado entre as partes	Leilões federais ou específicos destinados à geração distribuída

Fonte: Elaborado p. autor de forma a sintetizar conceitos apresentados no texto.

A formação do preço da energia elétrica transacionada nos dois ambientes é bastante distinta e específica. No ACR, os preços são fruto de um processo de leilão público com regras definidas por meio de sistemáticas e editais homologados pelo órgão regulador. Neste caso, os processos de homologação frequentemente são precedidos de audiências ou consultas públicas em que participam todos os setores da sociedade organizada em princípio.

Já no ACL, os processos de formação de preços envolvem uma negociação bilateral de forma a atender a estrutura de custos de produção no uso final e os interesses e expectativas de retorno do investidor em geração de energia. Porém, tanto no ACR como no ACL os preços praticados sofrem influência, direta ou indireta, conforme o caso, do PLD, como analisado mais detalhadamente no capítulo anterior.

3.4 O MERCADO DE CURTO PRAZO E A CONTABILIZAÇÃO DA CCEE

A influência do PLD sobre a formação dos preços dos contratos de compra e venda de energia elétrica decorre do tratamento dado à energia não contratada segundo as regras de comercialização impostas pela regulamentação em vigor. De acordo com a CCEE (2013a), a contabilização da energia elétrica não contratada é compulsoriamente valorada ao PLD.

O esquema simplificado a seguir, extraído das regras de comercialização homologadas pela ANEEL em 2013, auxilia na compreensão do objeto da contabilização na CCEE e seus principais elementos e representa o conceito de balanço energético da CCEE no qual são contabilizados os recursos energéticos versus os requisitos energéticos de cada agente no âmbito da Câmara.

Figura 13 - O mercado de curto prazo (MCP) é valorado ao PLD pela CCEE

Fonte: CCEE, (2013a).

A diferença entre a “Energia Verificada” (ou a energia disponível para contratação) e a “Energia Contratada” (baseada na posição líquida de contratos de compra e venda de cada agente na CCEE) é tratada como “Mercado de Curto Prazo” (MCP) que será valorado ao PLD conforme determina o inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177 de 2004, abaixo.

“Art. 2º A CCEE terá, dentre outras, as seguintes atribuições:

[...]

VI - efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;”

BRASIL. (2004c).

De modo análogo, se a quantidade de eletricidade comercializada, seja no ACL como no ACR, superar a “Energia Verificada”, este saldo ou diferença também será valorado ao PLD, representando uma receita, se o agente for um consumidor, ou um pagamento, se neste caso for originário de um gerador.

Em resumo, a contabilização mensal da CCEE valora as diferenças entre recursos disponíveis, função da garantia física de cada empreendimento e respectivos contratos firmados, seja no ACL como no ACR, pelo PLD alocado em cada submercado e patamar de carga leve, médio ou pesado por semana, expressa por:

Equação 1 - Receita de um gerador na CCEE

$$Receita_1 = [f(GFIS) - f(Contratos)] * PLD$$

Sendo:

Receita_1: Resultado financeiro associado à garantia física não contratada. Pode assumir valores negativos se o volume contratado exceder a garantia física permitida pelo poder concedente ajustada pelas regras de comercialização em vigor.

f(GFIS): Função da energia gerada e da garantia física disponível para comercialização para um dado arranjo usinas. Este parâmetro sofre ainda um tratamento das regras vigentes em função das perdas elétricas apuradas no SIN², da disponibilidade de cada usina e da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), caso aplicável³.

f(Contratos): Energia transacionada nos dois ambientes ACL e ACR. Pode incluir energia adquirida de terceiros conforme prevê a Resolução Normativa ANEEL nº 91 de 2003. A função corresponde à diferença entre o total de contratos de venda de energia elétrica subtraída do total de contratos de compra de um agente.

PLD: Preço de liquidação das diferenças.

² Caso a usina esteja conectada à Rede Básica, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 395 de 2002.

³ O MRE só se aplica para as usinas hidroelétricas.

3.5 A GARANTIA FÍSICA DE UMA USINA

O conceito de garantia física associado ao SIN, segundo a EPE (2008), corresponde a carga máxima que todo parque gerador pode atender sujeita a um determinado (i) critério de risco de corte de carga de energia elétrica e (ii) critério de custo de operação pré-definido no planejamento setorial.

A garantia física de uma usina, seja ela hidrelétrica ou termelétrica, corresponde a contribuição da mesma para a geração de energia do SIN de forma individualizada e tem por objetivo garantir efetivamente o lastro físico daquele empreendimento com vistas à comercialização de energia elétrica via contratação bilateral. (EPE, 2008)

O valor máximo de energia que uma usina pode comercializar é a sua garantia física, e por isso, é fator fundamental para cálculo de retorno destes empreendimentos, e por sua vez, corresponde à efetiva oferta de energia no âmbito do sistema elétrico brasileiro. As usinas que não possuem garantia física definida pelo MME dependem exclusivamente da energia elétrica gerada para formação de seu lastro de venda e, portanto, ficam sujeitas à disponibilidade de recursos para produção do objeto de sua contratação bilateral e em última análise de sua receita (CCEE, 2013c).

A lógica associada ao conceito de garantia física é justamente a de mitigar o risco associado à geração física da energia elétrica. No caso das usinas hidroelétricas, este conceito está intimamente relacionado à hidrologia e aos regimes seco e úmido presentes ao longo de um ano. Além disso, há uma relação de sinergia no caso das usinas hidrelétricas de uma mesma cascata, ou seja, a somatória de energia das usinas operando juntas é maior que a somatória das energias em separado. Isso ocorre, pois existe a possibilidade de armazenamento da água em uma usina com reservatório para uso futuro por outra ou outras usinas com ou sem reservatório em momentos nos quais essa energia será mais valiosa, por exemplo.

Neste sentido, o cálculo da garantia física é feito a partir de uma modelagem do funcionamento do SIN, contando com as instalações existentes e com as já contratadas nos leilões federais (A-5, Fontes Renováveis Não Convencionais e A-3), mas que ainda não entraram em operação comercial. A operação do sistema é simulada em um modelo matemático denominado NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL, para diversos cenários hidrológicos, por um período não superior a cinco anos (EPE, 2011).

O diagrama a seguir procura situar cada modelo computacional envolvido no processo de definição das garantias físicas das usinas e principais parâmetros de entrada envolvidos.

Figura 14 – Fluxo dos modelos computacionais na determinação da Garantia Física

Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE (2011) e BARROSO (2011).

A garantia física do SIN deve levar em conta um risco de não atendimento da carga de 5% e com um custo marginal de operação (CMO) igual ao custo

marginal da expansão do sistema (CME), apurado com base na média ponderada dos últimos leilões de energia elétrica nova.

Segundo Barroso (2011b), após o cálculo da garantia física de todo o sistema pelo NEWAVE para atendimento da chamada “carga crítica”, ocorre um rateio da energia resultante em dois blocos apenas: centrais elétricas hidráulicas e térmicas. O montante da energia elétrica “garantida” ou firme atribuída a cada um destes dois blocos é calculada proporcionalmente à geração esperada tanto para cada usina como para cada bloco de usinas, ponderada pelo custo marginal de cada empreendimento. Como as usinas térmicas serão acionadas com maior intensidade por mérito de custo quando o custo marginal da operação está mais elevado, essa metodologia de ponderação faz com que na prática elas tenham uma fatia da garantia física do sistema que é maior que sua geração efetivamente esperada.

No bloco hidráulico, cada usina recebe uma garantia física menor em relação à sua geração esperada tipicamente maior, pois elas geram mais em situações médias ou favoráveis, situações estas em que o custo marginal da operação é mais baixo. Para as hidroelétricas, o resultado prático do rateio da garantia física total do sistema é que habitualmente elas geram acima da sua garantia física, liquidando essa diferença positiva no mercado de curto prazo, processo que será mais bem detalhado quando tratarmos do MRE (BARROSO, 2011b).

O MSUI – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas – desenvolvido pela ELETROBRAS e ainda não homologado pela ANEEL, importante ressaltar, se utiliza das vazões do histórico de períodos críticos aferidos na região sudeste para identificar a forma de rateio das garantias físicas do SIN entre as usinas hidroelétricas de forma proporcional. O resultado deste processo na verdade será utilizado como parâmetro para lastro comercial, na forma de garantia física individualizada, em contratos bilaterais e contabilizado pela CCEE (EPE, 2008).

Para empreendimentos eólicos e solares, a garantia física é um conceito bastante recente e é definida para cada uma conforme metodologia de cálculo estabelecida

pela Portaria nº 342 de 2013 do MME. A garantia física de energia das usinas eólicas será calculada pela aplicação da equação 2 que já considera a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento.

Equação 2 – Determinação da Garantia Física para Usinas Eólicas

$$GF = \frac{[P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760}$$

Sendo:

GF = Garantia Física de Energia, em MW médio;

$P90_{ac}$ = produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

TEIF = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP = Indisponibilidade Programada;

ΔP = Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão da Usina Eólica com o Sistema Elétrico, em MWh; e

8760 = número de horas por ano.

A produção anual de energia elétrica certificada deve considerar o abatimento das perdas por conta da disposição dos aerogeradores, das condições meteorológicas locais, da densidade do ar, da degradação das pás e das perdas aerodinâmicas do próprio parque e dos efeitos esteira e turbulência de outros parques, entre outras.

A mesma Portaria nº 342 do MME estabelece que a garantia física de energia das usinas solares fotovoltaicas será calculada pela aplicação da equação 3, considerando uma produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento.

Equação 3 – Determinação de Garantias Físicas para Usinas Solares Fotovoltaicas

$$GF = \frac{[P50_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P]}{8760}$$

Sendo:

GF = Garantia Física de Energia, em MW médio;

$P50_{ac}$ = produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento, constante da Certificação de Dados Solarimétricos e de Produção Anual de Energia;

TEIF = Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada;

IP = Indisponibilidade Programada;

ΔP = Estimativa Anual do Consumo Interno e Perdas Elétricas até o Ponto de Conexão da Usina Solar Fotovoltaica com o Sistema Elétrico, em MWh; e

8760 corresponde ao número de horas por ano.

A produção anual de energia elétrica certificada deve, portanto, considerar o abatimento das perdas relacionadas à temperatura, sujeira, sombreamento angulares e degradação dos módulos, tolerância sobre a potência nominal dos módulos, ôhmicas na cablagem, eficiência do inversor e controle de potência máxima, entre outras.

A garantia física de uma usina resulta sempre menor que a capacidade máxima de geração, ou seja, de sua disponibilidade. Esta “disponibilidade” corresponde à capacidade de geração, já descontadas as previsões de paradas programadas ou não, estas últimas motivadas por quebras de equipamentos e falhas, e constitui o mínimo que a usina precisa gerar para não estar sujeita a penalidades pela ANEEL.

Em resumo, as usinas hidroelétricas, tem em conjunto, uma garantia física menor que a disponibilidade como reflexo direto da sua dependência da hidrologia para atingirem altos níveis de geração. As termoeleétricas por sua vez podem gerar quase que continuamente, porém, por razões econômicas ficam ociosas quando não há necessidade de armazenamento de água nos reservatórios. Como consequência, a maioria das centrais térmicas também recebe uma garantia física menor do que a disponibilidade. Quanto mais cara a geração destas centrais, menor será a garantia física alocada a estes empreendimentos. As demais usinas intermitentes solares e eólicas dependem diretamente das medições certificadas relacionadas à disponibilidade de recursos para produção da energia, seja em P90 ou P50 (MME, 2013b).

Para fins de ilustração, o gráfico a seguir representa a evolução da relação entre a garantia física do SIN, divididas em usinas térmicas e hidráulicas, e a evolução da demanda em GW, ultrapassando a marca dos 90 GW em 2021. Um crescimento de quase 36% na oferta efetiva de energia elétrica para contratação bilateral no mercado.

Figura 15 – Evolução da Garantia Física no Brasil vs. Demanda (GW)

Fonte: Elaborado pelo autor com base em informações da ANEEL – Banco de Informações da Geração (2013); CCEE (2012).

Para fins didáticos e com base nos conceitos apresentados até este ponto, sob a óptica do investidor em energia elétrica, temos que a receita esperada de seu portfólio de ativos de geração deve ser realizada com base na somatória da garantia física associada a cada um destes empreendimentos. Por exemplo: considerando um portfólio composto por n usinas de naturezas distintas totalizando 2.000 MW de capacidade instalada, mas apenas 1.000 MW de garantia física concedida ou autorizada, conclui-se pela leitura do modelo para o setor elétrico em vigor que o portfólio dispõe de apenas 1.000 MW para contratação bilateral independente do ambiente de contratação escolhido, volume ainda ajustado pelas perdas elétricas, quando couber.

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL n° 395 de 2002, empreendimentos de geração conectados à Rede Básica devem ainda ratear as perdas elétricas verificadas na malha de transmissão. Os empreendimentos não conectados são excluídos deste rateio.

“Art. 2º da Resolução Normativa ANEEL n° 395 de 2002: *No rateio das perdas elétricas na Rede Básica de Transmissão dos Sistemas Interligados deverão ser desconsideradas:*

I - as usinas não interligadas à Rede Básica,[...]”

O gráfico da página seguinte exhibe a relação entre a capacidade instalada, a garantia física hidroelétrica do sistema elétrico interligado nacional e a demanda por energia elétrica nos períodos de ponta (quando a carga é mais concentrada).

Figura 16 – Relação entre oferta e demanda de eletricidade no Brasil em 2012 (GW)

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ONS (2013).

3.6 O EFEITO DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) NA RECEITA DO GERADOR

No processo de contabilização mensal da CCEE, os geradores hidráulicos que compõem 70% da matriz elétrica nacional, contam com um mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico, o MRE, que foi criado para mitigar a natureza do despacho centralizado, adotado no Brasil quando da implementação do modelo em 2000. (EPE, 2012)

O MRE é um mecanismo destinado a distribuir o risco hidrológico entre as geradoras participantes. A partir de Janeiro de 2006, todas as usinas hidroelétricas com despacho centralizado pelo ONS (ou seja, acima de 50MW de capacidade instalada) são membros obrigatórios do MRE. Abaixo desta faixa de potência, as usinas hidráulicas tem a opção de participar ou não do mecanismo, assumindo os

riscos da eventual falta de vazão em seus respectivos rios para operar suas máquinas.

De acordo com este mecanismo, cada planta hidráulica possui uma quantidade de energia elétrica a ser comercializada proporcional à sua participação no valor total da garantia física, como detalhado na seção anterior. Deste modo, a produção energética total de um participante do MRE é alocada a cada membro de acordo com sua participação proporcional no total, independentemente de sua produção individual.

Em resumo, o MRE transfere contabilmente na CCEE o excedente de produção daqueles empreendimentos hidráulicos que produziram acima de seu nível de garantia física para as demais usinas participantes que registraram uma geração menor que tal nível. O diagrama abaixo ilustra este conceito. As três usinas A, B e C representadas abaixo participam do MRE e compartilham o excedente da geração acima da garantia física, representada pela linha pontilhada (CCEE, 2013c).

Figura 17- Compartilhamento da geração acima da garantia física no MRE

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto.

Em detalhe, o MRE opera por meio de quatro etapas que examina, primeiramente, a capacidade das usinas dentro de um mesmo submercado do sistema elétrico interligado nacional, de satisfazer cada um dos níveis de garantia física associados a cada uma das quatro regiões elétricas norte, sul, sudeste/centro-oeste e nordeste, para, a seguir, considerar o compartilhamento da eventual geração excedente entre as demais regiões. Tais etapas, extraídas da interpretação das regras da CCEE (2013c), são detalhadas abaixo:

1º) comparação entre a soma total líquida da produção de eletricidade das usinas do MRE versus a soma da garantia física de todas as usinas do MRE: essa etapa visa identificar se existirá energia elétrica suficiente no MRE para “atender” a garantia física dos participantes;

2º) aferição da relação individualizada para cada usina participante do MRE em relação à produção de energia elétrica versus a garantia física: neste ponto, as usinas que geraram acima da garantia física transferem estes montantes para o MRE;

3º) caso determinadas geradoras, membros do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física, esta alocação do adicional da energia gerada, é feita, primeiramente, entre as geradoras dentro de um mesmo submercado e, depois, entre as diferentes regiões: essa medida procura minimizar as distorções econômicas com a alocação contábil de energia entre regiões com PLDs diferentes entre si. O eventual excedente financeiro gerado com essa operação servirá para cobrir as exposições negativas que podem surgir com a alocação de energia elétrica partindo de submercados mais caros para outros com preços mais baratos, por exemplo;

4º) se, após a terceira etapa acima ter sido cumprida, todas as usinas do MRE atingirem seus níveis de garantia física e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida será tratada como “Energia Secundária” e será redistribuído entre as geradoras participantes do MRE de

modo proporcional à garantia física de cada uma. Essa energia será liquidada ao PLD correspondente ao submercado em que tiver sido gerado.

A figura abaixo ilustra o conceito de “Energia Secundária”, que representa a energia gerada acima do total de garantia física da usina hidroelétrica participante do MRE - usina hipotética A.

Figura 18 – Detalhamento do conceito de Energia Secundária no âmbito do MRE

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto.

As usinas do MRE que produziram um excedente são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção, e custos com o pagamento de “royalties” pelo uso da água por uma taxa estabelecida e homologada pela ANEEL de forma a compensar seus custos de operação e manutenção, a Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Estes custos são assumidos pelos participantes que geraram abaixo da garantia física, no pagamento da TEO via contabilização da CCEE (CCEE, 2013a).

Em resumo, o MRE transfere contabilmente e em base mensal a energia produzida a partir das usinas hidráulicas participantes (incluindo as pequenas centrais) que geraram energia elétrica acima de suas garantias físicas. As usinas participantes que produziram energia abaixo da garantia física recebem

contabilmente essa energia de modo a compensar a falta de geração verificada no período e por consequência a exposição ao PLD. Essa energia recebida também é liquidada na CCEE ao valor da TEO de modo a equalizar os desembolsos e as receitas advindas deste mecanismo no âmbito da contabilização mensal. A tabela abaixo apresenta os valores relativos às últimas quatro TEO homologadas pela ANEEL até 2012.

Tabela 10 – Evolução da TEO desde 2009

Ano	TEO (R\$/MWh)
2009	8,18
2010	8,51
2011	8,99
2012	9,58

Fonte: ANEEL (2013).

Os recebimentos e pagamentos decorrentes do processo de alocação de energia elétrica via MRE na CCEE também compõem a receita de um gerador hidráulico afetando positiva ou negativamente seus respectivos resultados.

Em situações de hidrologia desfavorável, nas quais as usinas do MRE em conjunto não tenham obtido a produção líquida suficiente para atingir os níveis de garantia física do conjunto, a garantia física é então ajustada de forma a permitir a alocação integral da energia gerada líquida disponível dentro do MRE.

Este ajuste é realizado por meio da aplicação de um fator de ajuste denominado nas regras de comercialização por “Ajuste_MRE” ou “GSF” e será mais bem explorado na seção cinco, que trata de uma análise mais aprofundada dos riscos aos geradores no processo de comercialização da energia elétrica e contabilização da CCEE.

Figura 19 – Ajuste da Garantia Física pelo MRE – o conceito fator GSF

Fonte: Elaborado pelo autor com o objetivo de explicar o conceito de ajuste do MRE.

A receita de um gerador nestas condições agora passa a incorporar a função do MRE, positiva (em períodos de energia secundária, ou GSF maior que "1") e negativa (para contemplar o já citado efeito de deslocamento). Este efeito na receita configura o “risco hidrológico” de um portfólio tipicamente hidráulico por estar associado a um PLD extremamente volátil e de difícil previsão.

Equação 4 – Receita do gerador em função do MRE

$$Receita_2 = [f(GFIS) \pm f(MRE) - f(Contratos)] * PLD$$

Sendo:

Receita_2: Resultado financeiro associado à comercialização de energia de usinas no MRE. Pode assumir valores negativos se o volume contratado exceder a garantia física permitida pelo poder concedente ou se o indicador GSF for menor que 1.

MRE: Energia alocada do MRE para o gerador em forma de energia secundária ($GSF > 1$) ou energia alocada do gerador para o MRE ($GSF < 1$). Neste último caso, a receita do gerador recebe um ressarcimento na forma da TEO para cobrir seus custos de operação e manutenção.

GFIS: Garantia física disponível já líquida das perdas elétricas apuradas.

Contratos: Energia elétrica transacionada nos dois ambientes ACL e ACR. Pode incluir energia elétrica adquirida de terceiros conforme prevê a Resolução Normativa ANEEL nº 91 de 2003.

PLD: Preço de liquidação das diferenças.

O diagrama abaixo representa a formação da receita de um gerador a partir da garantia física de uma usina participante do MRE. Essa usina hipotética teve sua energia gerada abaixo da garantia física e recebeu energia alocada do MRE. Como os montantes de eletricidade negociadas bilateralmente, seja no ACL ou no ACR, ficaram abaixo dos limites para contratação estabelecidos na variável garantia física, existe uma sobra a ser liquidada a PLD.

Figura 20 – Receita de um gerador em função da energia alocada pelo MRE (1)

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de esclarecer a formação da receita de um gerador participante do MRE.

No segundo exemplo a seguir, o gerador participante do MRE gerou energia elétrica acima de sua garantia física. Essa diferença será entregue ao MRE, ao valor da TEO.

Figura 21 - Receita de um gerador em função da energia alocada pelo MRE (2)

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de esclarecer a formação da receita de um gerador participante do MRE

No exemplo final abaixo, o gerador integrante do MRE sofre um ajuste na garantia física em função da inexistência de energia elétrica gerada suficiente para atendimento da garantia física total do MRE. O referido ajuste faz com que haja uma exposição da diferença entre os contratos e a garantia física ajustada, valorada a PLD (CCEE, 2013c).

Neste caso, parte da receita prevista com a contratação bilateral fica comprometida com o pagamento na CCEE conforme estabelecido na regulação em vigor e representa um dos principais riscos a serem assumidos pelo investidor em usinas hidráulicas sob o modelo atual do setor elétrico brasileiro como veremos na seção cinco deste estudo.

Figura 22 - Receita de um gerador em função da energia alocada pelo MRE (3)

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de esclarecer a formação da receita de um gerador participante do MRE

3.7 ANÁLISE DA RECEITA DE GERADORES NÃO-HIDRÁULICOS

As incertezas dos geradores térmicos, com os seus respectivos gastos com combustíveis em relação à liquidação de sua energia elétrica no mercado de curto prazo, são tão significativas que os empreendedores teriam dificuldade em estabelecer contratos de longo prazo necessários para o financiamento de seus projetos. Como o sistema elétrico brasileiro necessita mitigar os riscos hidrológicos associados a uma matriz tipicamente hidráulica, adotou-se, a partir de 2004 o modelo da contratação por disponibilidade (REGO, 2013).

Este modelo também foi utilizado para as demais fontes de energia não-hidráulicas que não dispõem de um mecanismo de compartilhamento de riscos como o MRE, tais como as fontes de geração eólica e de biomassa.

O diagrama a seguir representa o modelo de contabilização na CCEE para uma usina termoeletrica, por exemplo, que não foi programada para entrar em operação comercial em um determinado período, porém possui compromissos

contratuais registrados na CCEE. Nesta situação, o gerador arca com o montante contratado ao PLD. Importante observar que no caso da usina não ter sido programada para entrar em operação, salvo a hipótese de a usina estar indisponível por questões técnicas, significa que o PLD é menor que seu custo incremental, como analisado no capítulo sobre a formação de preços no setor elétrico. Isso indica que o gerador, em tese, não teria prejuízo em ficar desligado nesta condição, pois teria sido mais “barato” comprar a energia elétrica necessária para lastrear seus compromissos contratuais ao PLD do que com a queima do combustível necessário para entrar em operação.

Figura 23 – Contabilização de um gerador térmico no mercado de curto prazo

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto

Nos contratos regulados “por disponibilidade”, as distribuidoras compram, também em um leilão federal de energia elétrica “nova”, a garantia física de um gerador térmico. Estas empresas assumem, na forma de um “pool”, os riscos associados ao grau de despacho da usina. Nesta modalidade de contrato, o investidor recebe uma receita fixa para cobrir despesas fixas, encargos setoriais assim como o capital investido e, caso entre em operação, uma receita variável relacionada diretamente aos custos com combustíveis e a liquidação financeira no mercado de curto prazo contabilizado pela CCEE (ROCHA, 2012).

Figura 24 – Receita fixa e variável na modalidade de contratação “por disponibilidade”

Fonte: Elaborado pelo autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto.

Os modelos de contratação no ACR, estabelecidos para mitigar os riscos associados à geração de energia, tornam as receitas das usinas térmicas e eólicas contratadas praticamente estáveis ao longo da “vida útil” do projeto. Desta forma, o nível de contratação destes empreendimentos torna-se um elemento essencial na avaliação do grau de sinergia destes ativos em um portfólio.

Esta afirmação se justifica no momento em que os contratos substituiriam a diversificação do arranjo de ativos como elemento de mitigação dos riscos, analisada em detalhe nos capítulos seguintes.

3.8 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as regras para a formação da receita dos geradores de energia elétrica no Brasil segundo a regulamentação estabelecida a partir de 2004.

Basicamente, os geradores de energia elétrica no Brasil encontram-se sujeitos a duas fontes de receita ou renda a partir das quais será possível o retorno dos investimentos projetados, independente do tipo de fonte: (i) a receita advinda da comercialização do respectivo lastro físico disponível para venda (seja ele fruto da

geração da energia ou não) por meio de contratos, sejam eles firmados no ACL ou no ACR; e (ii) do resultado do processo de contabilização da CCEE de acordo com as regras de comercialização homologadas pelo órgão regulador referente ao mercado de curto prazo (MCP), fruto da diferença entre a energia elétrica contratada e o lastro disponível para contratação valorado ao PLD calculado por meio de modelagem computacional para cada semana, patamar de carga e submercado do sistema interligado brasileiro.

4. OS RISCOS PARA UM PORTFOLIO DE GERAÇÃO ELÉTRICA

Esta seção se propõe mapear e aprofundar o conhecimento sobre os riscos associados à atividade de geração de energia elétrica no Brasil para as diferentes fontes de geração e respectivas configurações. Este processo, no entanto, não incorpora para fins desta análise o mapeamento de questões ligadas à construção das usinas, mas sim, os riscos associados à atividade em si sob a ótica da regulamentação e por consequência, das regras de mercado em vigor.

O objetivo desta análise é compreender o grau de impacto de cada risco na receita dos geradores e, desta forma, compreender como podem variar as expectativas de retorno destes empreendimentos. A partir deste mapeamento espera-se ser possível construir uma matriz de avaliação de portfólios combinando fontes de geração cujas características e naturezas distintas podem ou não mitigar o efeito destas incertezas, resultando na esperada sinergia relacionada à atividade de gestão destes ativos.

A análise estruturada para mapeamento de riscos e tomada de decisão se configura na única maneira lógica de incorporar julgamentos e para a modelagem de incertezas de forma a melhorar o processo decisório, seja ele qual for, mesmo que estes ocorram em um nível subconsciente (SCHUYLER, 2001).

Ainda de acordo com Schuyler (2001), esta ciência de suporte à tomada de decisões se desenvolveu como uma subcategoria da administração ainda durante a década de 60. Até hoje, o ramo da ciência que avalia a viabilidade de projetos e mapeia os riscos destes estudos permanecem como sendo o elo fraco em muitas estruturas e setores da economia.

Figura 25 - Avaliação de projetos e mapeamento de riscos como o elo fraco da cadeia

Fonte: SCHUYLER (2001).

Os riscos e as incertezas de um empreendimento correspondem aos diferentes resultados potenciais não gerenciáveis, e no caso deste estudo específico, em relação à produção da energia elétrica gerada a partir de uma determinada fonte ou a receita esperada a partir de um portfólio de usinas de diferentes características. Alguns componentes de risco podem ser totalmente aleatórios, como em jogos de azar, outros componentes podem ser mapeados e delineados de modo a mitigar o grau de incerteza inerente ao conjunto de possibilidades.

Geralmente o termo “risco” está associado aos impactos potenciais desfavoráveis e em virtude desta associação, no ramo da ciência da administração que trata da gestão de ativos foi desenvolvida a ferramenta de análise de *SWOT*, para endereçar tanto o mapeamento de ameaças como de oportunidades para um dado sistema em estudo.

Ainda de acordo com Schuyler (2001), para muitas pessoas, o termo “risco” é sinônimo de “incerteza”, entretanto, é importante que seja feita uma distinção: “incerteza” se refere à variabilidade de um valor esperado, como por exemplo, o valor de uma *commodity* como a energia elétrica em um momento futuro. É sabido que haverá um preço neste intervalo de tempo, “incerteza” é o quanto esse

preço assumirá. O mesmo se aplica ao potencial de geração elétrica de uma fonte em relação à outra, dadas as incertezas na disponibilidade de recursos para este fim. A correta interpretação do valor esperado é a chave para a tomada de decisão.

Já segundo Jermakyan (2006) existe um hiato entre a relação de instrumentos e ferramentas disponíveis para mapeamento e gestão de riscos eficientes para o setor energético. De forma geral, os valores em risco envolvidos em projetos de energia de modo geral, e elétricos para efeito deste trabalho, são significativamente maiores em relação aos demais setores produtivos.

Os riscos de crédito envolvidos em uma operação de contratação no setor elétrico, por exemplo, apesar de serem em teoria iguais aos demais setores são muito maiores em termos absolutos. Além disso, os mercados de energia são conhecidos por sua notória falta de diversificação em termos de estratégia de composição de portfólio em função da natureza da percepção de risco das empresas participantes deste segmento. A grande volatilidade observada nos preços das commodities energéticas também é decisiva para essa conclusão.

A partir da análise da regulação brasileira combinada com a volatilidade e especificidade da lógica atual da formação de preços, assim como o regramento em vigor para contabilização da energia elétrica produzida e consumida no âmbito do SIN e contabilizada em base mensal pela CCEE, é possível classificar em sete os principais componentes de riscos não gerenciáveis aos quais é submetido um gerador hoje no Brasil a partir da interpretação do conjunto de regras homologadas pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 551, de 14 de Maio de 2013:

- i. Perdas elétricas verificadas no SIN;
- ii. Indisponibilidades de geração – o Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF);
- iii. Modelos e políticas de despacho de usinas adotadas pelo Operador Nacional;

- iv. Ajuste de garantia física pelo MRE – o GSF e o PLD;
- v. Regras e mecanismos de contratos regulados e comportamento do mercado livre;
- vi. Natureza das fontes – conceito de usinas flexíveis e inflexíveis; e
- vii. Riscos regulatórios e políticos em relação às regras em vigor.

A partir deste ponto, são detalhados cada um dos componentes acima relacionados.

4.3 RISCO ASSOCIADO À VARIAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS NO SIN

O módulo de regras relativo ao tratamento dado às medições de geração e consumo da CCEE, também homologado pela ANEEL, estabelece que as perdas externas à rede de distribuição da concessionária e que representam a parcela de energia dissipada no transporte da energia elétrica no sistema de transmissão do SIN devem ser rateadas entre geradores, distribuidores, autoprodutores e consumidores na proporção de 50% para a categoria geração e 50% para a categoria consumo.

Em outras palavras, toda usina conectada ao sistema de transmissão do SIN recebe um ajuste em sua energia gerada, verificada nos sistemas de medição instalados, correspondente à metade das perdas elétricas observadas no âmbito do SIN com o intuito de refletir essas grandezas em todos os agentes usuários do sistema (CCEE, 2013d).

As figuras abaixo, extraídas do módulo das regras da CCEE, representam o conceito associado a este processo de identificação e rateio das perdas elétricas do SIN. A diferença entre o total de geração medida conectada ao SIN e o consumo total medido representa o total de perdas.

Figura 26 – Representação das perdas elétricas no SIN de acordo com as regras em vigor

Fonte: CCEE, (2013d).

Ainda de acordo com as regras definidas pela CCEE (2013d) estas perdas são então traduzidas em um fator de perdas, expressos em termos percentuais, aplicado a toda a geração de eletricidade conectada ao sistema de transmissão. Deste modo, um gerador que tenha registrado em um determinado período um volume de “x” MWh terá este volume ajustado em função deste fator de perdas e terá, ao final do processo, um volume de “x” menos “perdas” em MWh para fins de contabilização na CCEE e portanto, para fins de receita.

Importante citar também que este fator de perdas calculado em base semanal, por patamar de carga (leve, médio e pesado) pela CCEE em função das informações coletadas de medição é aplicado também aos valores estabelecidos de garantia física dos empreendimentos conectados aos sistemas de transmissão, com impacto também no volume de energia elétrica disponível para contratação bilateral. Um gerador que possui mais de 100% de seu lastro formado pela soma das garantias físicas de seus empreendimentos sofre uma penalização no âmbito da CCEE.

O gráfico abaixo representa a variação das perdas na Rede Básica do SIN desde 2008. Nota-se que a faixa de variação deste parâmetro oscila historicamente entre pouco menos de 2% e raramente ultrapassa a marca de 2,6%.

Figura 27 – Evolução das Perdas na Rede Básica entre Janeiro de 2008 e Agosto de 2013

Fonte: Elaboração p. autor com bases nos Relatórios DRI – CCEE (2012).

A incerteza associada ao valor exato a ser aplicado no montante gerado faz com que o gerador tenha de reservar uma parte de sua garantia física para ser “descontada” na prática em função deste parâmetro relativo às perdas elétricas.

Dada a natureza do cálculo das perdas pela CCEE pela diferença entre a energia gerada e a energia elétrica consumida no SIN, é possível também concluir que o maior uso dos sistemas de transmissão acarreta em um volume maior de perdas elétricas. Como consequência, a maior utilização de energia a partir de fontes termoeletricas em substituição hidráulica, com o objetivo de economizar água nos reservatórios das usinas hidroelétricas faz com que o fator de perdas diminua, pois em tese, as usinas termoeletricas estão localizadas mais próximas dos grandes centros de carga.

De modo análogo e complementar, uma hidrologia favorável aumenta a programação das usinas hidráulicas e, em tese, faz com que o nível de utilização

das redes de transmissão aumente também, resultando em fatores de perdas elétricas maiores. Isso ocorre porque a instalação das usinas hidráulicas independe da localização dos centros de carga e sim da localização dos aproveitamentos existentes. Essa lógica faz com que a opção de construção de usinas em regiões afastadas dos grandes centros consumidores de eletricidade, como o empreendimento de Belo Monte, Santo Antonio e Jirau, todos na região Norte do Brasil produzam o efeito de um aumento teórico, no médio-longo prazo, dos fatores observados de perdas no SIN.

4.4 RISCO ASSOCIADO ÀS INDISPONIBILIDADES DE GERAÇÃO – O MRGF

O Mecanismo de Redução de Garantias Físicas (MRGF) se refere a um incentivo à eficiência de usinas participantes do MRE e foi introduzido no modelo em 2003 com a aprovação da Resolução Normativa da ANEEL de nº 688.

Este mecanismo tem por objetivo verificar se a usina participante do MRE cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos, para as usinas programadas e despachadas pelo ONS, por meio de valores de referência para as Taxas Equivalentes de Interrupções Forçadas (TEIF) e Programadas (TEIP ou IP). Para as demais usinas hidráulicas não programadas pelo ONS, a verificação do cumprimento dos requisitos de disponibilidade será realizada por meio do cálculo da indisponibilidade média do empreendimento realizado pela CCEE, definido pela Resolução Normativa ANEEL nº 266 publicada em 2007.

Estas verificações são efetuadas pelo cálculo de um fator equivalente à razão entre os índices verificados e os índices de referência. Parâmetros inferiores a “um” para este fator de indisponibilidade indicam que a usina não cumpriu seus requisitos de disponibilidade operacional, e que, portanto, sua garantia física será ajustada de modo a refletir este descumprimento.

Estes indicadores, por sua vez, são calculados em função do número de horas em que determinada unidade geradora ficou classificada como indisponível pelo ONS. Já índices de indisponibilidade referência, utilizados para comparação e aplicação do MRGF remontam de meados da década de 1980, segundo a NT nº 068/2012-SRG/ANEEL de 10 de Setembro de 2012, quando foram definidos para diversas faixas de potência unitária os valores para as indisponibilidades TEIF e TEIP a partir de levantamento realizado à época pelo BRACIER, ou Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER). A tabela a seguir apresenta os valores de indisponibilidades até hoje utilizados como referência.

Tabela 11 – Taxas de Indisponibilidade Forçada e Programada

Potência Unitária (MW)	TEIF	TEIP
até 29	2,33%	6,86%
30-59	1,67%	5,40%
60-199	2,53%	8,09%
200-500	2,92%	12,12%
501-699	6,00%	8,00%
700-1300	0,21%	10,00%

Fonte: SRG/ANEEL (2012).

De acordo com a formulação algébrica utilizada na referida nota técnica, índices de indisponibilidade superiores às faixas acima dentro de uma janela móvel de 60 meses, resultam na redução da garantia física dos empreendimentos para fins de contabilização na CCEE.

Equação 5 – Cálculo do Fator de Indisponibilidade que dispara o MRGF

$$Indisp_{verificada} = 1 - (1 - TEIFa) \times (1 - TEIP)$$

Sendo:

TEIFa - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada; e

TEIP - Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada.

O mecanismo em si não tem efeito no lastro para venda da energia elétrica associada à garantia física dos empreendimentos de geração hidráulica no MRE de acordo com o estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 266 de 2007, porém sua aplicação pode fazer com que determinado gerador fique exposto ao PLD, ou seja, que a usina tenha de comprar energia elétrica no mercado de curto prazo valorado ao PLD, dependendo do volume de garantia física contratado, devidamente ajustado pelo fator de perdas como vimos no item anterior desta seção.

O gráfico abaixo ilustra o efeito do MRGF para um gerador puramente hidráulico que está quase totalmente contratado e seu efeito na composição da receita. A barra correspondente ao volume de energia contratada não toca no limite da garantia física ajustada pelo fator de perdas. O referido exemplo leva em consideração a decisão do gerador de reservar parte de sua garantia física descontratada em função da incerteza associada à variação das perdas na rede básica.

Figura 28 – Efeito da aplicação do MRGF na receita dos geradores

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto.

Ainda em relação ao exemplo da figura acima, o gerador tem sua garantia física ajustada para baixo em função do MRGF em uma indisponibilidade hipotética

verificada e, nos termos das regras vigentes, fica “exposto” ao PLD no montante contratado entre estes dois limites impostos pela regulamentação (CCEE, 2013a).

Neste sentido, a incerteza provocada pela eventual exposição a um preço consideravelmente volátil como o PLD deve influenciar a tomada de decisão pelo gerador na sua composição de portfólio, por exemplo. Essa hipótese será mais bem detalhada na seção seguinte, quando será avaliada a matriz de avaliação de portfólios sobre o ponto de vista do mapeamento dos riscos, objeto de estudo neste capítulo.

Para ilustrar o impacto do MRGF na operação das usinas hidroelétricas sob a ótica da comercialização da energia elétrica, segue um gráfico elaborado pela CCEE de 2009 até 2013 exibindo a escalada dos efeitos do MRGF, também chamado de MRA⁴, quase na casa dos 0,6% de toda a garantia física disponíveis para oferta no mercado brasileiro interligado.

Figura 29 – Evolução da aplicação do MRGF desde Janeiro de 2009

Fonte: Relatórios Infomercado – CCEE (2013).

⁴ Até 2008, com a publicação da Portaria nº 258 do MME, a garantia física das usinas era tratada também por energia assegurada, com os mesmos efeitos da primeira para a formação do lastro para comercialização de energia elétrica.

4.5 RISCO ASSOCIADO À FORMAÇÃO DA POLÍTICA DE PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO DAS USINAS

Os geradores de energia elétrica podem ser divididos, para fins desta análise, em três grandes grupos (CCEE, 2013d):

- a. Geradores térmicos “flexíveis”, que geram apenas sob o comando do Operador Nacional;
- b. Geradores “inflexíveis”, que operam de forma independente do comando do Operador Nacional; e
- c. Geradores hidroelétricos, cuja operação depende das condições hidrológicas.

Como vimos ainda na introdução, o parque gerador brasileiro é administrado de forma centralizada pelo ONS (“tight-pool”). O despacho da produção é centralizado de modo a aperfeiçoar os recursos energéticos existentes de modo independente dos interesses individuais e privados das centrais geradoras, além do fato da existência de usinas em cascatas pertencentes a proprietários diferentes. Assim sendo, a disponibilidade de água para uma usina não depende apenas da hidrologia, mas do nível de água que é turbinada nas usinas à montante. Assim, da forma centralizada, o uso dos recursos hídricos pode ser mais eficiente se forem tratados como um conjunto e operados de forma coordenada (FARIA, 2010).

O que é válido para um rio específico também é verdadeiro quando se pensa em termos de recursos nas diferentes bacias hidrográficas. Como o regime pluviométrico varia de região para região, a eficiência ótima se dá pela administração centralizada das usinas de todas as bacias, sendo essa uma atividade do ONS. O operador pode, por exemplo, decidir pela redução drástica da geração em uma determinada usina para poupar água em seus reservatórios. O gráfico abaixo ilustra a principal componente para tomada de decisão do ponto de vista

dos operadores do sistema que corresponde à energia elétrica armazenada. Em 2013, os percentuais de armazenamento de energia no subsistema Sudeste/Centro-Oeste são menores que em 2012.

Figura 30 – Energia Armazenada em 2013 em relação a 2012 para o subsistema SE/CO

Fonte: Site do ONS (2013) – acesso em 05/11/2013

O mapa a seguir expõe o sistema interligado nacional ainda antes da incorporação do estado de Rondônia e Acre ao SIN, porém, a razão de sua apresentação está no conceito dos reservatórios equivalentes das principais bacias, utilizado pelo ONS para formação das políticas de programação e despacho das usinas hidráulicas dependendo do resultado dos modelos NEWAVE e DECOMP, analisados no capítulo 2, que trata da formação de preços de energia elétrica no Brasil.

Figura 31 – Reservatórios equivalentes no Brasil e o SIN

Fonte: ONS (2002).

Sob a óptica do ONS, os recursos físicos disponíveis para atendimento da demanda prevista no médio e longo prazo até a operação em tempo real no curtíssimo prazo não levam em conta o grau de incerteza e risco associado às diferentes composições de portfólios de geração dos investidores. O despacho é elaborado com base prioritariamente sob o ponto de vista técnico para então perseguir o menor custo incremental resultante da programação para atendimento da demanda física do sistema.

Em outras palavras, o ONS não leva em conta os efeitos de sua decisão para o MRE ao determinar a produção de energia elétrica, assim como a EPE também não o faz quando planeja a expansão do sistema. Porém, os efeitos desta política são obviamente refletidos na receita dos geradores via CCEE.

Para compreensão deste conceito, a título ilustrativo, segue análise do período que corresponde à primeira semana de novembro de 2012. Neste período, o consumo de energia total verificado no SIN foi acima dos 60 GW médios, como ilustra a tabela abaixo, discriminando a informação por submercado.

Tabela 12 – Consumo de Eletricidade por Submercado

1a. Semana de Novembro de 2012

Sudeste/Centro-Oeste	38.075
Sul	9.867
Nordeste	8.775
Norte	4.017
TOTAL	60.734
* Valores em MW médios.	
Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema (2012)	

Neste mesmo período, a geração térmica verificada foi de 12.453 MW médios divididos em (i) despacho por ordem de mérito de custo (que se transforma no PLD – ou o custo marginal da operação), (ii) restrições elétricas – remuneradas por encargos de serviços do sistema (ESS⁵) pelo lado da demanda, (iii)

⁵ Os encargos de serviços do sistema são provocados pelo despacho de usinas térmicas flexíveis por restrições elétricas ou de natureza energética. A figura abaixo ilustra a diferença conceitual da formação do PLD e dos encargos de serviços do sistema em virtude da programação e despacho de usinas térmicas fora do mérito de custo por restrições no curto prazo. Usinas despachadas por mérito de custo formam o PLD, que serve de referência para valorar a energia elétrica não contratada no âmbito da CCEE.

O custo da energia elétrica gerada fora do mérito compõe os encargos pagos pela categoria dos consumidores, incluindo as distribuidoras. A lógica deste processo é remunerar os geradores térmicos que entram em operação por razão de restrições elétricas

inflexibilidade – parcela das usinas que sofrem despacho por questões técnicas e não formam o PLD e por fim, (iv) POCP ou Programa de Operação de Curto Prazo, não planejada inicialmente em função da variabilidade da demanda, disponibilidade de energia elétrica a partir de outras fontes inflexíveis tais como eólicas, pequenas centrais, entre outras e da disponibilidade hidráulica no curtíssimo prazo.

Tabela 13 – Geração Térmica Prevista x Realizada

1a. Semana de Novembro de 2012		
	Prevista	Realizada
POCP	3.589	2.268
Restrições Elétricas	224	197
Inflexibilidade	123	179
Ordem de Mérito	10.566	9.809
TOTAL	14.502	12.453

* Valores em MW médios.

Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema (2012).

Toda essa energia realizada, independente de formar o PLD ou não, acaba por “deslocar”, por assim dizer, a produção total hidráulica por substituição, representando por fim uma componente de variação da receita prevista ao gerador que possui usinas hidráulicas em seu portfólio.

O mesmo não ocorre com usinas eólicas ou outras usinas inflexíveis, intermitentes, visto que elas não são – e nem poderiam ser – programadas e despachadas de modo centralizado. Se elas tiverem recursos para entrar em

sobre o custo declarado de cada um deles. Até o limite da programação por mérito de custo, os valores gerados são cobertos pelo PLD que corresponde à última térmica despachada no período considerado.

operação, estas usinas simplesmente acabam por deslocar automaticamente as demais.

O gráfico abaixo publicado por Barroso (2011) nos permite compreender o impacto das incertezas associadas à produção de energia de fontes de geração inflexível no planejamento mensal da operação do sistema, que alimenta a volatilidade no curto prazo. Na cor cinza escura está representada a previsão mensal de oferta de energia elétrica no horizonte do modelo de cinco anos no futuro considerando a oferta no presente em julho de 2011. Em cinza claro está descrita a oferta de energia elétrica no mesmo horizonte de cinco anos só que para o mês de Agosto. Essa variação é explicada no modelo em função exatamente da variabilidade da disponibilidade energética no presente em função da existência cada vez maior de usinas inflexíveis.

Figura 32 - Impacto da Imprevisibilidade Eólica no Planejamento da Operação

Fonte: BARROSO (2011).

4.6 RISCO ASSOCIADO AO AJUSTE DA GARANTIA FÍSICA PELO MRE

Para um gerador de energia elétrica a partir de uma usina hidroelétrica programada e despachada de modo centralizado, participante do MRE, a receita associada à geração da energia a partir de suas unidades geradoras não é gerenciável. Como analisado na seção anterior, ela é função da política de despacho centralizado do ONS.

Em períodos críticos de abastecimento, o operador nacional, pelo menos em tese, opta pelo armazenamento da água nos reservatórios e reduz a produção de energia elétrica verificada das usinas participantes do MRE. As usinas térmicas movidas a gás natural, energia nuclear, óleo combustível e carvão mineral, programadas e despachadas pelo ONS são então acionadas, criando o efeito de “deslocamento” da produção elétrica típico das usinas hidráulicas para as usinas térmicas.

Ressalta-se que as usinas eólicas, solares bem como as usinas não despachadas de forma centralizada pelo ONS por conta de sua capacidade (<50MW) e até mesmo as usinas hidráulicas sem reservatórios de armazenamento são consideradas inflexíveis e, portanto compõem a base da produção elétrica nacional segundo a EPE (2011). Estes empreendimentos “deslocam” naturalmente as usinas do MRE e vem ocupando um espaço cada vez mais expressivo na matriz elétrica nacional.

Nos períodos em que o volume observado de geração hidráulica integrante do MRE não é suficiente para o atendimento das garantias físicas destas usinas, as regras do modelo em vigor “ajustam” contabilmente estes parâmetros de forma a permitir a alocação como visto no capítulo 3. Este ajuste é definido pelo acrônimo “GSF” ou “Ajuste_MRE” nas regras de comercialização e, na prática, expõe todos os geradores que fazem parte do MRE ao PLD da semana quando o efeito se manifesta, na proporção do volume “ajustado”. Uma vez que o despacho é centralizado, os geradores hidráulicos ficam sujeitos a essa variação em sua disponibilidade de lastro em base mensal.

Equação 6 – Cálculo do GSF ou Ajuste_MRE

$$GSF = \frac{\sum GMRE}{\sum GFIS_MRE}$$

Sendo:

GSF: Refere-se ao grau ou intensidade de ajuste ou de deslocamento da garantia física de uma usina participante do MRE em um determinado período do mês⁶.

GMRE: Geração total de energia elétrica produzida pelo conjunto ($\sum$) das usinas do MRE.

GFIS_MRE: Soma das garantias físicas de todas as usinas do MRE.

Índices de GSF maiores do que “um”, na interpretação da equação nº 6, representam a existência de um saldo residual de energia no MRE após a alocação, resultando na já mencionada energia secundária, rateada aos geradores na proporção da garantia física de cada empreendimento. Valores entre “zero” e “um” para o GSF representam justamente o efeito do “deslocamento” do MRE, expondo os geradores de natureza hidráulica ao mercado de curto prazo, na posição de compradores caso os mesmos tenha negociado essa diferença em contratos (CCEE, 2013c).

Uma vez que o sistema de despacho hidrotérmico centralizado adotado no Brasil desde os anos 70, por meio do método de despacho de custo mínimo, possibilita este efeito de deslocamento, acrescenta-se, portanto, um componente relevante na formulação da receita de um gerador hidráulico, o resultado do próprio MRE. Este elemento acrescenta um componente significativo de incerteza na matriz de resultados para o investidor em empreendimentos hidráulicos que possui, em sua carteira de ativos, usinas de natureza hidráulica participantes do mecanismo.

⁶ A contabilização da CCEE ocorre mensalmente, com base em dados horários. O PLD, como explicitado no Capítulo 3 é calculado semanalmente, por patamar de carga (leve, médio e pesado).

4.6.1 O AJUSTE DO MRE E SUA RELAÇÃO COM O PLD

O despacho térmico realizado por ordem de mérito forma o PLD ao mesmo tempo em que desloca os geradores hidráulicos participantes do MRE. No entanto, o efeito do deslocamento do MRE, observado e traduzido pelo indicador GSF, não está diretamente correlacionado a uma alta no PLD.

O gráfico abaixo exhibe na linha contínua, a evolução do GSF ao longo dos últimos nove anos. A linha pontilhada indica os PLDs calculados pela CCEE em função do resultado dos modelos NEWAVE e DECOMP. Apenas em alguns períodos o GSF menor que “um” esteve acompanhado de uma alta no PLD, como no período compreendido entre Agosto e Novembro de 2010.

Figura 33 – GSF versus PLD desde 2003

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos resultados do DRI – CCEE (2012).

Esta informação é relevante para o objeto deste estudo, pois a oportunidade de ganho em relação à combinação de diversas fontes em um portfólio de ativos de geração e seus efeitos no resultado esperado para o investidor surge, como veremos mais detalhadamente na seção seguinte, dos cenários tidos como desfavoráveis para a manutenção da receita de uma fonte de energia ou nos

espaços em que existe uma incerteza em relação ao retorno esperado de um investimento ao longo do tempo.

O gráfico a seguir foi elaborado a partir da combinação de resultados públicos divulgados pela CCEE em relação ao volume de eletricidade gerado pelas usinas hidráulicas do MRE versus a garantia física total destas usinas ao longo de um período de dez anos. Estas informações combinadas com o PLD médio de cada mês permitem identificar a exposição positiva (quando há energia secundária) e negativa (quando o GSF é menor que “um”) total do mercado que integra o MRE e que correspondem à variação nas respectivas receitas motivadas por fatos não gerenciáveis provocados pelo arranjo setorial do ponto de vista regulatório.

Figura 34 – Alocação do MRE valorada ao PLD – Geração vs. Garantia Física

Média (Variação x PLD) R\$ MM	51,305
Desvio Média (Variação x PLD) R\$ MM	199,101
Correlação (PLD e GSF)	-0,125868

Fonte: Elaborado p. autor com base em dados do DRI – CCEE (2012).

Ao confrontarmos o total de exposições positivas da energia secundária ao PLD, representadas pelas barras do gráfico acima em relação ao total de exposições positivas neste período analisado, teremos um saldo líquido de seis bilhões, cento e cinquenta mil reais alocado aos geradores hidráulicos na proporção de suas respectivas garantias físicas. A análise também nos traz os valores médios, desvios e por fim a correlação, baixa, entre o PLD e o GSF ao longo de dez anos de dados analisados mês a mês. A correlação negativa é esperada em função da natureza da formação tanto do PLD como do GSF, porém, o índice de correlação é surpreendentemente baixo, de apenas 12,6%.

A tabela na página seguinte, por sua vez, depura a análise contemplando apenas os períodos em que o GSF foi menor que “um”, ou seja, quando se observa efetivamente o efeito do “deslocamento” da geração hidráulica total por programação e despacho de usinas térmicas, já considerando o efeito das demais usinas que compõem a base da matriz elétrica, as chamadas usinas inflexíveis.

Tabela 14 – Dados de Geração, Garantia Física, PLD e GSF

Mês/Ano	Geração do MRE (MWm) - A	Garantia Física (MWm) - B	Diferença (A-B) - Variação (MWm)	Ajuste MRE ou GSF	PLD Médio (R\$/MWh)	Variação x PLD (Milhões de R\$)
jan/03	37.086	38.655	(1.568)	0,959	4,05	4,726
fev/03	38.925	39.157	(232)	0,994	4,00	0,624
mar/03	37.694	39.807	(2.113)	0,947	4,00	6,289
abr/03	38.030	39.938	(1.908)	0,952	4,48	6,155
mai/03	36.799	40.280	(3.481)	0,914	7,30	18,907
jun/03	35.882	40.133	(4.251)	0,894	11,22	34,339
jul/03	36.007	41.166	(5.159)	0,875	13,13	50,395
ago/03	36.379	40.233	(3.854)	0,904	16,95	48,605
set/03	37.969	40.109	(2.140)	0,947	18,30	28,196
out/03	38.452	40.899	(2.447)	0,940	25,82	46,945
nov/03	37.866	42.026	(4.160)	0,901	28,03	83,957
dez/03	37.366	41.751	(4.385)	0,895	20,18	65,829
jan/04	36.456	39.083	(2.626)	0,933	23,68	46,272
fev/04	38.903	41.717	(2.814)	0,933	18,59	35,203
mar/04	39.478	40.632	(1.154)	0,972	18,59	15,957
abr/04	38.733	39.393	(660)	0,983	18,59	8,832
mai/04	38.401	39.684	(1.283)	0,968	18,59	17,751
jun/04	38.035	39.749	(1.715)	0,957	18,59	22,951
jul/04	38.379	40.680	(2.301)	0,943	18,59	31,829
ago/04	38.772	40.583	(1.812)	0,955	18,59	25,060
set/04	39.242	41.592	(2.351)	0,943	18,59	31,463
out/04	38.715	42.249	(3.534)	0,916	18,75	49,234
nov/04	39.715	41.609	(1.895)	0,954	18,59	25,360
dez/04	40.400	41.280	(880)	0,979	18,59	12,174
jul/05	39.231	39.974	(743)	0,981	31,74	17,550
set/05	40.531	42.095	(1.564)	0,963	31,94	35,974
out/05	40.883	42.744	(1.861)	0,956	43,12	59,630
nov/05	40.844	41.871	(1.027)	0,975	35,73	26,415
mai/06	40.569	40.649	(79)	0,998	51,91	3,064
jul/06	40.194	40.359	(165)	0,996	90,90	11,145
set/06	40.162	42.578	(2.415)	0,943	123,88	215,421
out/06	41.466	42.802	(1.336)	0,969	92,42	91,743
set/07	43.551	43.737	(186)	0,996	149,53	20,016
jan/08	42.711	43.016	(306)	0,993	502,45	114,230
dez/08	41.227	42.852	(1.625)	0,962	96,97	117,204
ago/10	45.977	47.438	(1.461)	0,969	116,66	122,737
set/10	42.590	43.288	(697)	0,984	132,10	68,418
out/10	46.177	47.213	(1.036)	0,978	137,78	102,760
nov/10	44.327	44.692	(365)	0,992	116,68	31,647
set/12	46.437	47.260	(823)	0,983	182,94	108,403
out/12	46.154	47.892	(1.738)	0,964	280,39	362,077
nov/12	43.289	47.748	(4.459)	0,907	375,54	1.205,664
dez/12	45.774	47.252	(1.478)	0,969	259,57	285,431

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados do DRI – CCEE (2012).

O total de exposições “negativas” ao PLD para os participantes do MRE corresponde a um custo de três bilhões e setecentos mil reais em um período de dez anos.

Este efeito do deslocamento a preços altos no mercado de curto prazo fazem com que as geradoras passem a ter interesses em manter uma parte de sua garantia física ou lastro, descontratados, seja por desejo de diversificação, seja por necessidade de “hedge” contra a volatilidade destes preços e a otimização de suas receitas dada a regulamentação vigente. Essa “descontratação” evita a exposição ao PLD no processo de contabilização da CCEE, uma vez que não existe, neste cenário, compromisso prévio de entrega de energia elétrica e, portanto, não haveria o que ser adquirido no mercado de curto prazo valorado ao PLD.

Essa opção existe na prática porque de um lado, os consumidores devem ter 100% de seu consumo contratado estabelecidos em lei, porém de outro lado, não existe obrigação dos geradores em venderem seus respectivos lastros físicos. O resultado desta regulamentação é que parte das receitas dos geradores, como analisado no capítulo 3, fica indexada ao PLD. Além das receitas que advém do rateio da energia secundária no caso dos participantes do MRE, o gerador que se protege com parte de seu lastro tem receitas com contratos de curto prazo, ambos atrelados ao PLD.

Em situação hidrológica favorável existe grande oferta de energia elétrica no sistema, os preços são baixos (função da oferta) e os demais geradores compram essa energia para fechar seus respectivos balanços energéticos.

Figura 35 – Proporção da alocação da Garantia Física e Geração entre as fontes flexíveis e inflexíveis (I)

Fonte: Elaborado p. autor para exemplificar o efeito do regime hidrológico na geração de energia no SIN.

Nesta condição, as usinas “flexíveis” permanecem desligadas e, para honrar seus contratos, a contabilização realizada mensalmente pela CCEE aponta uma compra para essas empresas no mercado de curto prazo. Importante ressaltar que essa compra ocorre em um momento de PLDs baixos.

Já em situações hidrológicas desfavoráveis os preços de liquidação de diferenças são elevados, pois a oferta de energia elétrica no sistema é reduzida dada a condição de oferta do bloco hidráulico. Neste cenário as térmicas flexíveis são programadas para entrar em operação em plena capacidade enquanto as usinas hidráulicas são acionadas com menor intensidade com o intuito de poupar água em seus reservatórios (PEMBERTON, 2006).

Figura 36 - Proporção da alocação da Garantia Física e Geração entre as fontes flexíveis e inflexíveis (II)

Fonte: Elaborado pelo autor para exemplificar o efeito do regime hidrológico na geração de energia no SIN

Os agentes de geração térmica que geram acima de sua garantia física tem o direito de liquidar estes excedentes no mercado de curto prazo a preços elevados enquanto os agentes de geração hidráulica não conseguem atender plenamente seus contratos com geração própria e, portanto, ficam “expostos” ao PLD tipicamente alto, isto se tiverem comprometido a maior parte de sua garantia física em contratos seja no ACR como no ACL.

Deste modo, observa-se uma assimetria entre os geradores com portfólio de geração predominantemente hidráulico sobre os portfólios de geração flexíveis no mercado de curto prazo. Como é mais comum observarmos no sistema a ocorrência de hidrologias favoráveis, os geradores flexíveis costumam apresentar índices maiores de ociosidade, buscando as diferenças a PLDs tipicamente mais baixos.

Em situações hidrológicas críticas, os geradores hidráulicos contratados com o mercado tem que arcar com parte substancial do impacto financeiro do despacho das termoeletricas flexíveis, isso devido à exposição contratual no mercado de curto prazo.

O gráfico abaixo ilustra como funciona a estratégia de lastro “hedge” vis-à-vis o arranjo regulatório em vigor. Se os geradores hidráulicos deixam descontratada uma parte de sua energia elétrica igual à disponibilidade térmica, eles evitam a exposição ao PLD alto associado à política de despacho do operador nacional em situações de hidrologia desfavorável no mercado de curto prazo. Porém, nestas condições, os geradores também deixam de auferir receita pela contratação bilateral que essa operação normalmente traria, além de expor os consumidores que deixaram de se contratar a uma condição de mercado a preços elevados.

Figura 37 – Conceito de “hedge” hidrológico na proporção do total de garantia física

Fonte: Elaborado pelo autor para exemplificar o efeito do regime hidrológico na geração de energia no SIN

Em um cenário de hidrologia favorável, como o exemplificado pela figura abaixo, a área em destaque representa o conceito de “hedge” no qual o gerador optou por não contratar parte da garantia física a que tinha direito. Nesta opção, a energia elétrica alocada correspondente à região descontratada recebe o PLD por meio do processo de contabilização da CCEE. Neste caso, é possível concluir, se o PLD for menor que a receita dos contratos, que o gerador perdeu receita com a adoção do “hedge”. Se o PLD for maior que a receita dos contratos, o gerador ganhou com a decisão.

Figura 38 – Efeito do “hedge” hidrológico representado pela área listrada na receita do gerador (I)

Fonte: Elaborado pelo autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto.

Já no cenário de hidrologia desfavorável, no qual ocorre o ajuste das garantias físicas pelo GSF, a decisão pela opção de não contratação da garantia física ou o “hedge” evitou a exposição ou a necessidade de compra da diferença pelo PLD. De modo análogo ao anterior, se o PLD for maior que a receita que o gerador teria auferido em contratos, ele foi beneficiado pela estratégia do “hedge”, pois teria que desembolsar um valor maior que sua receita.

Figura 39 - Efeito do “hedge” hidrológico representado pela área listrada na receita do gerador (II)

Fonte: Elaborado p. autor com o objetivo de ilustrar conceitos apresentados no texto.

A incerteza associada ao comportamento do operador e da hidrologia no futuro, independente do horizonte cria diferentes cenários para contabilização das receitas provocadas pela atividade de geração hidráulica e cria, em paralelo, oportunidade para a combinação de fontes complementares em um portfólio, nos quais os efeitos desta incerteza poderiam ser mitigados. O referido conceito será mais bem explorado no capítulo seguinte. Antes, porém, faz-se necessária a avaliação de outros riscos inerentes à atividade de geração de energia elétrica.

4.7 RISCO ASSOCIADO À NATUREZA DAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA

Cada diferente fonte de energia elétrica possui características muito particulares para disponibilizar potência e energia para a rede. Em função destas características, a evolução da utilização de uma determinada fonte em relação à matriz está intimamente relacionada com as tecnologias e a curva de aprendizado relacionada tanto aos aspectos ligados à construção como também na operação destas diferentes fontes. A medida que determinada tecnologia é aplicada, cada

vez mais conhecimento é extraído desta aplicação, o que torna inclusive os custos associados a estas fontes mais interessantes para atrair os investidores, além do grau de incertezas cada vez menores (CHADE, 2011).

O gráfico abaixo, produzido a partir dos resultados dos leilões de Fontes Renováveis Não Convencionais de energia de 2004 até 2011 ilustra bem este efeito. A análise também traz os valores em dólares do custo de oferta de energia elétrica a partir de fontes eólicas, eliminando o efeito da diferença cambial, o que torna visível a queda dos preços ofertados a partir de 2009.

Figura 40 - Queda nos Preços da Energia Eólica em Leilões de Fontes Renováveis Não Convencionais em R\$ e US\$

Fonte: Elaborado pelo autor com base em CCEE (2011).

Em quinze anos a capacidade de geração de energia eólica instalada em termos globais tem se expandido em escala exponencial, atingindo a marca de 238 GW ao final de 2011.

Figura 41 - Evolução da Capacidade Acumulada de Energia Eólica Global em GW

Fonte: Elaborado pelo Autor com base em GWEC (2010).

4.7.1 GERAÇÃO FLEXÍVEL, INFLEXÍVEL E DE RESERVA

O conceito de classificação das fontes de energia elétrica em fontes de energia flexível, inflexíveis e de reserva é aplicado ao contexto do setor elétrico a partir de 2008 e contempla o ponto de vista da operação do sistema na sua heterogeneidade em função de critérios de segurança, confiabilidade e previsibilidade de disponibilidade de recursos.

Neste conceito, as diversas fontes seriam complementares em suas características intrínsecas associadas às incertezas de produção de energia, custos e em última análise sua “despachabilidade” pelo operador nacional. Os empreendimentos eólicos, solares, pequenas centrais hidráulicas e térmicas, dada a incerteza em relação à disponibilidade de recursos em um determinado período futuro, seriam classificados como usinas inflexíveis na medida em que se há recurso disponível o operador não tem opção senão liberar este empreendimento para produção de energia, deslocando as demais fontes naquele intervalo de tempo (BRANDÃO, 2009).

De acordo com Alishahi et al. (2011) há que se considerarem os riscos associados às fontes intermitentes tais como as eólicas e as solares, tanto em relação à geração sazonal como em relação à sua variabilidade e incerteza associada, sendo caracterizada como fontes tipo VER (“Variable Energy Resource”, ou fonte de energia variável).

Segundo Sener (2010), o tratamento econômico que deveria ser dado aos recursos energéticos renováveis que de fato contribuem para o aumento da confiabilidade dos sistemas em virtude de suas características intrínsecas em oposição às VER. Na opinião do autor, um aumento percentual de VERs na matriz energética cria, de forma colateral, uma demanda crescente por serviços ancilares⁷, aumentando os custos operacionais que hoje são rateados pelo lado da demanda. Ainda segundo o mesmo autor, estima-se que seriam necessários ou requeridos de 300 a 1.000 MW de capacidade instalada equivalente de fontes inflexíveis como a energia eólica para se equiparar a 100 MW de uma fonte flexível com uma usina hidroelétrica com reservatório, por exemplo.

Esta margem de contribuição de uma fonte flexível não é computada nos custos de produção por unidade de energia segundo a regulação vigente nem tampouco nos modelos utilizados para formação dos preços (NEWAVE e DECOMP).

A forma com a qual o modelo do setor elétrico está disposto, sob os pontos de vista regulatórios e institucionais, faz com que a expansão da capacidade de geração do país encontre-se centralizada na figura de um planejador do sistema, focado no Ministério de Minas e Energia e suas instâncias operativas: CMSE, ANEEL, EPE, CCEE e ONS. Desta estrutura, porém, a expansão está muito fortemente dependente do modelo de contratação de longo prazo vinculado aos processos de leilões federais unificados (A-3, A-5 e reserva, basicamente) nos

⁷ Reservas girantes e não-girantes, potência reativa, despachos para restrição elétrica e energética – tratados também por Encargos de Serviços do Sistema (ESS) nas regras de comercialização vigentes.

quais a competição na geração ocorre por critério unicamente associado aos custos de produção do MWh (LEITE, 2007).

Com o objetivo de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN foi estabelecido em 2008, no artigo 1º do Decreto nº 6.353 o conceito de energia de reserva. Esta energia adicional é contratada por meio de Leilões de Energia de Reserva (LER) e busca restaurar o equilíbrio entre as garantias físicas das usinas e a garantia física total do sistema, sem, no entanto impactar os contratos existentes e seus direitos. A contratação desta energia tem por objetivo, ainda, reduzir os riscos de desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia elétrica. Tais riscos decorrem, principalmente, de atrasos imprevisíveis de obras, ocorrência de hidrologias muito críticas e indisponibilidade de usinas geradoras. Os custos associados à estes contratos são repassados aos consumidores na forma de um encargo setorial, o Encargo de Energia de Reserva (EER) (BRANDÃO, 2009).

Um empreendimento contratado na modalidade de reserva compromete sua disponibilidade em termos energéticos com todo o sistema em troca da receita proporcionada pelo rateio dos EER entre todos os consumidores de eletricidade do SIN. Nos contratos assinados na modalidade de reserva, o objeto do contrato é a energia produzida por usina, ou seja, não é possível a transferência de energia de uma usina a outra. Neste sentido, a combinação de ativos contratados nesta modalidade em um arranjo de ativos de naturezas distintas, faz com que estes empreendimentos sejam representados apenas em função da receita advinda do pagamento dos EER (CCEE, 2013e).

4.7.2 FONTES RENOVÁVEIS NÃO CONVENCIONAIS | SOLAR, EÓLICA, BIOMASSA E AS PEQUENAS CENTRAIS

Na medida em que os governos de muitos países estão à procura de enormes blocos de investimentos em fontes energéticas renováveis, as empresas deste segmento estão experimentando excelentes oportunidades de crescimento, como ilustrado o caso das eólicas no início deste capítulo. Porém, o investimento em energias renováveis de modo geral, e em eólicas de modo particular, têm se mostrado como um empreendimento de alto grau de risco por diversas razões: primeiro pelo grau de dependência dos subsídios governamentais, financeiros e regulatórios. Segundo, pelo seu próprio estágio de desenvolvimento e, portanto de competição com as demais tecnologias tais como a solar, por exemplo. Em terceiro lugar, em função da disponibilidade geográfica dos recursos de fontes renováveis (HOLBURN, 2012).

Atualmente, em função das preocupações relacionadas à segurança energética, a crescente volatilidade nos preços dos insumos e as mudanças climáticas, a diversificação do portfólio em relação às fontes tradicionais e a correta participação das fontes renováveis tem se traduzido em um tema controverso. Dentre as fontes renováveis, a geração eólica tem ocupado o primeiro lugar em termos de usos e importância. Porém, dada a sua característica intermitente e a incerteza em relação ao seu recurso são algumas das barreiras que impedem uma maior penetração desta fonte. Mesmo assim, dada a crescente preocupação sócio-ambiental, o desenvolvimento das fontes renováveis tem recebido apoio considerável em termos de incentivos e excepcionalidades em relação às demais fontes. A crescente integração das fontes eólicas intermitentes nos sistemas interligados tem demandado o desenvolvimento de soluções cada vez mais criativas e sofisticadas tanto sob o ponto de vista dos operadores destes sistemas como de seus órgãos planejadores (ALISHAHI et al., 2011).

A indústria de energia elétrica a partir de fontes eólicas possui uma história relativamente recente em relação às demais fontes de energia e é tida pela

sociedade como uma fonte em comparação mais segura, limpa, sustentável e eventualmente mais barata que outras fontes.

Sua exploração para fins elétricos comerciais teve início na década de 80 nos Estados Unidos. Esse país que liderou o ranking de capacidade instalada de empreendimentos eólicos até 1997, quando foi então superado pela Alemanha. A partir de 2010, a China detém a liderança em capacidade eólica instalada com 62 GW (GWEC, 2010).

O Brasil apresenta condições de vento muito favoráveis ao desenvolvimento de empreendimentos eólicos. A instalação destes equipamentos em áreas com elevados fatores de capacidade anualizados permitem alcançar custos de geração hoje muito competitivos.

O Plano Decenal da EPE (2012) prevê que a participação da energia eólica na matriz brasileira deve passar dos atuais 1,5% para 12% em 2020, com 20 GW instalados. Já existem 104 parques eólicos em operação, a grande maioria no Nordeste e no Sul. Os preços da energia eólica caíram de cerca de R\$ 400 por MWh, nos projetos do PROINFA⁸, para algo próximo de R\$ 100 por MWh nos leilões de 2011.

Em 2012 são contabilizadas no Brasil 73 usinas eólicas em operação, correspondentes 1,25% da potência do parque de geração brasileiro. O gráfico a seguir mostra a expansão da capacidade instalada acumulada segundo a ANEEL (2012). Em 2018, a ABEEÓLICA projeta que a fonte eólica seja responsável por 8% da oferta no Brasil.

⁸ PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - O primeiro incentivo à expansão das fontes alternativas tais como as pequenas centrais, biomassa, energia solar e eólica na matriz. O PROINFA contratou cerca de três GW dos quais quase a metade foram provenientes de 54 usinas eólicas.

Figura 42 - Evolução da Capacidade Acumulada no Brasil em MW

Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados da ABEEÓLICA (2014).

Em 2009 foi realizado um leilão exclusivo para a fonte eólica no qual foram negociados 1,8 GW de capacidade distribuídos em 71 projetos com previsão de entrada em operação em julho de 2012, desde então os empreendimentos eólicos têm sido os grandes vencedores dos processos de licitação para a expansão do potencial de geração de energia elétrica no Brasil alavancando toda uma indústria.

O segundo fator para o avanço das eólicas foi o incentivo concedido por meio de isenção de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Integração Social/ Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS), o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e o Programa de Formação do Patrimônio do servidor Público (PASEP), descontos concedidos em uma época em que o preço da energia gerada a partir de fontes eólicas era muito elevado e a redução de custos era imprescindível para atrair investimentos no setor.

O terceiro elemento indutor teria sido a entrada de grandes fabricantes de equipamentos aero geradores no país facilitada pela crise econômica mundial, que causou retração na economia de países com mercado eólico tradicionais na Europa e nos Estados Unidos, tornando o Brasil um destino atrativo para os investimentos. Os principais fabricantes de aero geradores instalados no Brasil

bem como a capacidade anual de produção destas empresas, conforme tabela abaixo (GRANDIN, 2011).

Tabela 15 - Fabricantes de equipamentos eólicos no Brasil

Fabricante	Capacidade Anual de Produção (MW)
Alstom	300-400
Gamesa	400
GE	500
Vestas	em estudo
Fuhrlander	200-300
WEG/MTOI	100
Wobben/Enercon	500
Impsa	600

¹ Depende de fechamento de contratos

Fonte: Mercado - Brasil Energia nº 369, agosto de 2011

Porém, o BNDES indica uma redução nos custos de construção de empreendimentos eólicos da ordem de 45% desde o lançamento do PROINFA em 2003 no qual teriam sido estimados custos médios da ordem de R\$ 6 milhões por MW instalado para R\$3,3 milhões por MW no leilão A-5 organizado pelo governo em 2011. Dessa forma, a conjuntura macroeconômica atual aliada aos incentivos que o país tem promovido para a energia eólica levou a um significativo ganho de competitividade para a fonte (COSTA, 2012).

Em relação ao preço da energia elétrica comercializada, as plantas do PROINFA vendem a sua produção a cerca de R\$309,30 por MWh, valor quase três vezes maior que o preço-médio obtido no leilão A-5 em 2011 segundo dados divulgados pela CCEE (2011), de R\$ 105 por MWh contratado. O preço da energia eólica neste mesmo leilão ficou abaixo das hidroelétricas e das térmicas, sendo um dos mais baixos praticados no mundo, fato que coloca em dúvida a real viabilidade econômica dos projetos.

A supremacia dos empreendimentos eólicos observada nos últimos leilões federais de energia nova (principal instrumento do modelo econômico em vigor voltado para a expansão do parque gerador instalado), no entanto, tem preocupado agentes do setor, especialistas e o próprio governo em um debate recente que mistura otimismo e ceticismo em relação aos impactos da rápida inserção eólica na matriz energética brasileira. A tabela a seguir apresenta o balanço de projetos habilitados pela EPE por fonte no último leilão realizado em 2011 para projetos com horizonte de construção de cinco anos, totalizando mais de 6 GW em energia proveniente de fontes renováveis ainda em fase de construção.

Tabela 16 - Equilíbrio entre os projetos no Leilão A-5 / 2011

Leilão de Energia A-5 / 2011 – resumo da habilitação (por fonte):		
FORTE	PROJETOS	OFERTA (MW)
Bagaço de Cana-de-açúcar	13	602
Eólica	205	5.149
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	8	147
Hidrelétrica	5	388
TOTAL	231	6.286

Fonte: EPE - Empresa de Pesquisas Energéticas (dez/2011)

A utilização da energia eólica na matriz energética pode também apresentar desvantagens, como perdas no transporte e a distribuição da energia elétrica gerada bem como a rápida degradação dos equipamentos ligados à rede e a sua limitação geográfica, visto que a maior parte do potencial se concentra na região costeira do Nordeste, onde os ventos são mais intensos e regulares. A consequência dessa característica é o aumento dos custos relativos desta fonte, já que a produção da energia eólica em outras regiões, com ventos menos regulares e intensos, faz com que as turbinas fiquem ociosas por um tempo maior, reduzindo seus fatores de capacidade (FARIA, 2010).

Uma vez que a velocidade do vento não é constante, a produção de um parque eólico de energia anual não é definida como a soma das capacidades de placa dos geradores, multiplicada pelo total de horas em um ano. A relação entre a

produtividade real em um ano e este máximo teórico é chamado de fator de capacidade. Fatores de capacidade típicos são de 20-40%, com valores no limite superior da faixa em locais particularmente favoráveis.

O fator de capacidade alcançado pela frota de turbinas eólicas nos Estados Unidos mostra-se crescente a partir do avanço da tecnologia. O fator de capacidade alcançado por novas turbinas eólicas em 2004 e 2005 chegou a 36% (EIA, 2008). Já no Brasil, o Boletim das Eólicas editado pela CCEE mensalmente aponta um fator de capacidade médio em 23% considerando um universo de 112 empreendimentos.

UF	Capacidade Instalada MW	Quantidade de Usinas	Geração MWmed	Fator de Capacidade Médio
CE	848	26	179	0,21
RN	685	25	127	0,19
RS	598	21	147	0,25
BA	233	8	86	0,37
SC	222	10	52	0,23
PB	59	12	12	0,20
SE	35	1	6	0,18
RJ	28	1	8	0,30
PE	21	5	6	0,27
PI	18	1	4	0,22
PR	12	2	2	0,21
Total	2.758	112	630	0,23

Figura 43 - Comparação entre os fatores de capacidade de usinas eólicas em vários estados

Fonte: CCEE – Boletim das Eólicas (2014).

Entretanto, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), dos vinte parques conectados diretamente ao SIN, nos últimos 12 meses, mais da metade estão com fatores de capacidade medidos inferiores aos declarados inicialmente.

O gráfico a seguir representa a variação entre a produção de energia elétrica observada, a média e a geração estimada em termos do fator de capacidade percentual de quatro parques eólicos do PROINFA, todos abaixo da média estimada durante a fase de contratação.

Mês/Ano	Eólica	Hidráulica	Hidráulica PCH/CGH	Térmica - Outros	Térmica a Biomassa	Térmica a Carvão Mineral	Térmica a Gás	Térmica a Óleo	Térmica bi-Combustível - gás/óleo	Térmica Nuclear
mar/13	31%	53%	64%	30%	4%	41%	64%	46%	30%	81%
abr/13	24%	52%	63%	29%	15%	41%	59%	42%	30%	76%
mai/13	26%	48%	50%	29%	29%	48%	72%	48%	31%	35%
jun/13	26%	47%	53%	29%	26%	49%	65%	43%	31%	88%
jul/13	30%	50%	50%	40%	33%	48%	58%	9%	11%	82%
ago/13	42%	48%	48%	41%	35%	49%	61%	0%	25%	85%
set/13	45%	49%	46%	42%	33%	48%	58%	14%	11%	88%
out/13	43%	50%	47%	41%	31%	48%	50%	22%	27%	92%
nov/13	44%	48%	48%	39%	30%	55%	52%	30%	36%	93%
dez/13	33%	50%	58%	40%	17%	48%	49%	24%	31%	89%
jan/14	33%	54%	58%	38%	4%	52%	49%	39%	34%	93%
fev/14	30%	54%	46%	38%	4%	58%	65%	56%	35%	93%
mar/14	23%	49%	56%	44%	7%	64%	70%	48%	35%	89%

Figura 44 - Relação entre os Fatores de Capacidade Verificados

Fonte: CCEE – Infomercado - Março (2014).

De acordo com Eilperin (2012), os principais motivos dentre as incertezas associadas à produção da energia eólica são classificados de três formas: (i) quanto à velocidade do vento; (ii) com relação à energia elétrica produzida e (iii) em função da variabilidade futura do vento.

Com relação à velocidade do vento, as incertezas em relação à este parâmetro estão diretamente ligadas à qualidade das medições realizadas na fase de projeto e planejamento da construção da usina. Deste modo, fatores tais como a precisão e a consistência das medições, a precisão das calibrações dos equipamentos de medição e a qualidade das correlações assumidas pelo projetista impactam diretamente os principais componentes de decisão para o empreendedor na fase inicial quanto à viabilidade do empreendimento.

A própria premissa relacionada à questão da variabilidade do período assumido como representativo de longo prazo impacta os resultados em relação à tomada de decisões de um projeto eólico para outro (EILPERIN,2012).

Em relação à quantidade de energia ou o potencial de produção energética a partir de uma usina eólica, pode-se dizer que os processos de modelagem dos fluxos de vento e a correta consideração do funcionamento real do equipamento aero

gerador considerado em relação ao modelo teórico além das outras perdas técnicas a serem modeladas também afetam sensivelmente o processo decisório.

Até mesmo a qualidade do mapa topográfico em que se baseou o projeto para instalação de um parque gerador influencia diretamente a produção da energia eólica conforme ilustrado em um relatório da Moody's (2010). Os dois gráficos abaixo ilustram a variação no desvio padrão da média de geração projetado para um parque eólico conforme o tipo de terreno.

Figura 45 - Curvas de variação de incertezas em função do terreno de implantação da usina eólica

Fonte: MOODY'S (2010).

A partir da análise das curvas acima é possível inferir que a modelagem dos projetos de usinas realizados em terreno simples carrega uma variação de 0,6% em relação ao desvio padrão da média de geração projetada, enquanto a modelagem em terrenos complexos apresenta um potencial de variação de 1,5% ao grau de incerteza em relação ao retorno esperado na produção de energia elétrica de uma usina eólica.

Além disso, dentre as incertezas associadas à produção de energia elétrica, no Brasil a viabilização destes projetos ainda sofrem com questões logísticas que vão desde atrasos na implantação dos sistemas de transmissão de energia até as limitações de acesso físico aos parques além de questões administrativas ligadas à capacidade dos órgãos ambientais estaduais em processar as licenças até em relação aos tempos de emissão das outorgas necessárias para a viabilização dos projetos de financiamentos.

Ressalta-se que essas incertezas muitas vezes não são refletidas nos modelos de formação de preços no longo prazo, com reflexos no curto prazo, pois a oferta de energia futura é base para a formação das políticas de despacho da operação no presente. Se uma usina atrasa no futuro, essa falta de oferta deveria refletir o despacho ótimo no presente para economizar essa energia que deixa de compor a matriz no futuro. Desta forma, é possível afirmar que as incertezas em relação à entrada ou não de operação de uma usina no futuro também “deslocam” a operação das usinas no presente, com impacto também na formação dos preços – como visto no capítulo 2.

De acordo com Costa (2012), nada menos que 636 MW em usinas do leilão de 2009 citado anteriormente ficarão prontas antes das linhas de transmissão necessárias para o escoamento da produção já contratada, o que representa mais um risco para a gestão deste tipo de empreendimento a luz do modelo em vigor.

Dessa forma, seria correto avaliar que o modelo de contratação vigente para a expansão do parque gerador de energia, em especial para as fontes eólicas, deveria considerar todas estas incertezas e riscos associados à construção e operação, bem como suas características técnicas de produção de energia elétrica, como também aspectos econômico-financeiros, que se não corretamente tratados e mitigados, poderão inviabilizar projetos e representar um obstáculo para a contínua e desejável expansão da oferta desta modalidade de geração de energia elétrica tanto sob a ótica do empreendedor como sob o ponto de vista do planejador e também do operador do sistema (BARROSO, 2011).

O mercado livre pode ser um importante elemento indutor para investimentos em geração eólica caso sejam equacionadas as questões relacionadas ao lastro físico dos parques eólicos hoje restritos aos parques eólicos que participam dos leilões federais. Como exposto no capítulo 2, a partir da publicação do Decreto nº 5.163 de 2004, os geradores são obrigados a comprovar lastro de 100% da energia comercializada tanto no ambiente livre como no ambiente de contratação regulada

(por meio de leilões federais) e este lastro é hoje homologado pelo poder concedente, porém, no caso dos empreendimentos eólicos, a garantia física que serve de lastro para comercialização é a própria energia produzida sujeita às incertezas associadas à fonte, o que praticamente inviabiliza a definição de um produto que atenda um consumidor nos padrões de comercialização observados hoje no ambiente de contratação livre (CISNEIROS, 2012).

Em relação às usinas solares, em 2013 a agenda do governo prevê a primeira tentativa de inserção desta fonte na matriz elétrica no âmbito do SIN. Essa política se justifica por duas razões. Segundo a Atlas Solarimétrico do Brasil elaborado em 1998, o Brasil possui posição privilegiada em termos de insolação por ter grande parte de seu território situada na zona intertropical – uma média diária de 5,5 quilowatts-hora por metro quadrado (kWh por m²). A figura abaixo representa o índice médio anual de radiação solar no país.

Figura 46 - Índice Médio da Radiação Solar Diária no Brasil

Fonte: INMET e LABSOLAR (1998).

4.7.3 AS PEQUENAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

As pequenas centrais hidroelétricas, usinas caracterizadas pela potência inferior a

30 MW foram as primeiras Fontes Renováveis Não Convencionais a conquistarem espaço na matriz elétrica brasileira. Atualmente existem no Brasil 462 segundo a ANEEL (2013) usinas em operação com uma capacidade instalada total de 4,6 GW.

As pequenas centrais têm como principais benefícios para os empreendedores o fato de causarem menores impactos ambientais, necessidade de apenas autorização da ANEEL para implantação, 50% de redução nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e a isenção de pagamento pelo uso de recursos hídricos. Para o sistema elétrico, estas usinas contribuem por estarem, na maioria das vezes, próximas a grandes cargas ou contribuírem para a geração distribuída.

Apesar destes benefícios, o custo médio da energia elétrica contratada de pequenas centrais hidroelétricas nos leilões de energia nova foi de 143 R\$/MWh, 64% superior ao das grandes hidroelétricas segundo os resultados divulgados pela CCEE (2013).

Além disso, as pequenas centrais hidroelétricas se encontram sujeitas à metodologia estabelecida pelo MME, por meio da Portaria nº 463 de 2009, para revisão periódica de suas respectivas garantias físicas em função da geração de energia elétrica verificada em um horizonte de 60 meses.

“[...] os novos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos serão considerados para fins de alocação no MRE e para verificação do lastro dos respectivos Contratos de Venda de Energia, a partir de 1º de janeiro do ano subsequente para o montante revisado em julho e a partir de 1º de julho do mesmo ano para o montante revisado em janeiro.[...]”

MME. (2009a).

Uma vez que a geração de energia elétrica a partir de pequenas centrais hidroelétricas, sem reservatórios de acumulação, é diretamente proporcional às vazões verificadas em seus respectivos rios, a incerteza associada à receita associada ao lastro de energia elétrica disponível para comercialização, seja no ACR como no ACL, é bastante relevante tanto para a opção do empreendedor para inclusão deste tipo de fonte em seu portfólio como também para a formação dos preços associados a ela.

4.7.4 ENERGIA TERMOELÉTRICA

A geração de energia elétrica a partir de fontes termoelétricas movidas a carvão, gás natural, óleo combustível e centrais nucleares depende basicamente de duas variáveis: primeiro, a disponibilidade dos requisitos necessários para a entrada em operação, ou seja, os elementos combustíveis e segundo, dos custos associados à produção de eletricidade a partir destas fontes. Em relação à esta última variável, uma vez que a programação da produção destas usinas é realizada de modo centralizado pelo ONS, como detalhado em capítulos anteriores, se o custo da água for menor que o custo do despacho térmico, a usina permanece disponível para o sistema, porém sem gerar qualquer MWh.

Mensalmente, as usinas térmicas que compõe a matriz de despacho pelo ONS encaminham para este órgão a relação dos custos incrementais associados à produção de cada MWh adicional disponibilizado para a rede elétrica. O operador nacional, por sua vez, associa estes valores aos modelos de programação e despacho e projeta o despacho ótimo para o período.

Atualmente existem no Brasil, de acordo com a ANEEL (2013), 1.766 usinas térmicas em operação, com uma capacidade instalada total de 35,8 GW, correspondentes a 28,6% da potência do parque de geração brasileiro.

O preço médio da energia elétrica das novas usinas a gás natural realizado nos leilões de novos empreendimentos foi de 133 R\$/MWh em 2009 de acordo com a EPE (2011), mas espera-se ainda um melhor sinal de preço para essa fonte uma vez que o marco regulatório para a comercialização de gás natural ainda se encontra incompleto e fortemente monopolizado pela PETROBRAS.

No entanto, ao longo de um período de dez anos, segundo dados do indicador internacional de referência para os preços de gás natural, o terminal de Henry Hub nos Estados Unidos, os preços deste insumo para a produção de energia sofreram uma queda significativa, muito associada ao início da exploração do gás de xisto naquele país em meados de 2009. O gráfico abaixo ilustra essa tendência de queda e também justifica a mudança de paradigma atribuída ao gás de xisto a partir de 2009.

Figura 47 – Evolução do preço do gás natural nos últimos dez anos

Fonte: Henry-Hub (2013).

Quando consideramos a geração térmica utilizando óleo combustível e óleo diesel, atualmente contabilizam no Brasil 886 usinas em operação, com uma capacidade instalada total de 7,1 GW (ANEEL, 2013).

O gráfico seguinte apresenta a tendência de preços para os óleos combustíveis de maneira inversa ao gás natural, ou seja, os preços internacionais destes produtos triplicaram de valor em cinco anos.

Figura 48 – Evolução dos preços do óleo combustível no mercado internacional dos últimos dez anos

Fonte: EIA (2013).

Em um cenário de hidrologia desfavorável como observado em 2012-2013, aliado à necessidade de atendimento de uma demanda crescente, verifica-se a necessidade crescente do acionamento de usinas térmicas com o objetivo de poupar água para evitar o desabastecimento elétrico. O gráfico apresenta a evolução desta política desde janeiro de 2012.

Figura 49 – Geração de energia termoeletrica entre 2012 e 2013 (em MW médios)

Fonte: Brasil PCH (2013).

Como vimos ao longo dos capítulos 2 e 3, esta energia produzida pelas usinas térmicas presentes na matriz elétrica impacta significativamente o mercado de diversas formas: (i) compõe o PLD, utilizado para valorar toda a energia elétrica transacionada no mercado de curto prazo da CCEE; (ii) desloca a produção de energia elétrica das usinas hidroelétricas; (iii) aumenta a expectativa de preços da energia transacionada entre os agentes do mercado e por fim (iv) os processos de reajustes tarifários das distribuidoras para todos os usuários da rede na proporção da energia elétrica comprada para atendimento de seus respectivos mercados. Necessário esclarecer também que parte destes custos associados à geração térmica podem ser considerados pelo ONS como despachos por restrição elétrica ou energética, estes custos então não formam o PLD, mas deslocam as usinas hidroelétricas e encarecem a energia elétrica para os consumidores finais na medida que estes custos são repassados na forma de encargos de serviços.

Em relação ao carvão mineral como fonte disponível para geração elétrica, dados da EPE (2013) apontam para reservas em torno de 30 bilhões de toneladas. Apesar de posicionar-se como o décimo colocado em reservas no mundo, essas reservas representam apenas 1% do total das reservas mundiais. Outro grande potencial brasileiro está nas reservas de urânio, minério utilizado como combustível nas usinas termonucleares.

Em 2010, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) concedeu a licença para construção para a Usina Termonuclear Angra III. Segundo a ELETROBRAS, a usina de Angra III terá capacidade instalada de 1,4 GW. A Eletronuclear estima que este empreendimento inicie sua operação comercial apenas em Dezembro de 2015, junto com as usinas de Angra I e II. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, elaborado em 2007 pela EPE, poderão ainda ser construídas no país outras quatro usinas termonucleares até o ano de 2030.

4.7.5 TÉRMICAS MOVIDAS À BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR

As usinas térmicas movidas à biomassa vinculada à produção de etanol e açúcar são consideradas complementares à hidroeletricidade em virtude da safra da colheita da cana de açúcar ocorrer no chamado “período seco” do ano, além de permitir a distribuição da energia elétrica próxima aos centros de consumo (LIMA, 2009).

Estima-se que em 2020, o potencial de produção da energia elétrica a partir do bagaço da cana será da ordem de 15 GW médios ao ano, ou cerca de 15% da demanda do país, sendo o PDE 2011. Em 2009, apenas 8,5% da produção total de bagaço de cana-de-açúcar foi destinada à produção de energia elétrica segundo dados da EPE (2011).

Figura 50 - Produção de Bagaço de Cana-de-açúcar

Fonte: EPE (2011)

Existem no Brasil hoje 456 usinas movidas a biomassa, com uma capacidade instalada total de 8 GW, correspondentes a 6,6% da potência do parque de geração brasileiro (ANEEL, 2013).

Além da grande vantagem ambiental verificada no balanço de emissões de gases, as usinas a biomassa apresentam um custo de geração médio de 93 R\$ por MWh,

inferior até aos custos associados à geração eólica. No entanto, a “bioeletricidade” é fortemente dependente das condições de oferta do bagaço que varia com a colheita de cana. O gráfico abaixo produzido pela CCEE (2013) e disponibilizado para o público mensalmente apresenta em verde, a variação da produção de eletricidade a partir de usinas movidas a biomassa ao longo de um ciclo de Julho de 2012 até Julho de 2013.

Figura 51 – Geração de energia térmica a partir de diversas fontes (2012/2013)

Fonte: InfoMercado, CCEE (2013).

4.7.6 ENERGIA HIDRÁULICA

De acordo com dados da ANEEL (2008), o potencial hidroelétrico brasileiro é de 243 GW, sendo que apenas 36% já foi explorado, principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Do potencial total remanescente de 156 GW, a região Norte possui 83 GW ou 53% do total, possibilitando ao país ampliar significativamente sua capacidade instalada por meio de novos empreendimentos.

Figura 52 - Potencial Hidroelétrico Brasileiro

Fonte: ANEEL (2008).

Atualmente existem no Brasil 194 usinas em operação, conforme apresentado pela ANEEL (2013), com uma capacidade instalada total de 80,8 GW, correspondentes a 65% da potência do parque de geração brasileiro.

A construção de grandes empreendimentos hidroelétricos no norte do país, retomada nos últimos anos, tem como contrapartida a redução dos impactos ambientais causados pelos empreendimentos, sendo a diminuição da área alagada

pelos reservatórios das usinas uma das medidas mais marcantes. O gráfico elaborado pelo ONS em 2010 ilustra a relação entre a energia armazenada máxima em função da carga ao longo dos anos, desde 2010 até 2014. Na análise é possível observar que em apenas quatro anos, o Brasil caiu de seis para cinco vezes a sua capacidade de armazenamento hídrico em relação à demanda por energia elétrica.

Figura 53 – Relação da Energia Armazenada Máxima pela Carga ao Longo dos Anos

Fonte: PEN (2010).

Este processo decorre do fato que, anteriormente do novo arranjo setorial, as usinas eram construídas com reservatório de regularização plurianual, ou seja, capazes de garantir a produção da usina por até cinco anos, independente de condições hidrológicas favoráveis ou não. Desta forma, diminui-se a segurança no suprimento de energia elétrica para atender às exigências de menor impacto ambiental.

O efeito da perda de capacidade de armazenamento no longo prazo é a redução da oferta de eletricidade projetada pelos modelos de formação de preços e das políticas de despacho no futuro, criando a necessidade de um armazenamento maior no presente, o que faz com que as usinas térmicas sejam mais acionadas no

curto prazo para evitar que falte água no longo prazo. Em resumo, políticas socioambientais que visam a proteção do meio ambiente por meio da restrição à construção de grandes reservatórios plurianuais, acabam por exigir o acionamento de usinas termoeletricas no presente, com suas próprias externalidades ambientais.

Os entraves à instalação de grandes empreendimentos hidráulicos com reservatórios plurianuais são essencialmente políticos, determinados exclusivamente pelas exigências socioambientais, o que implica em investimentos maiores e necessidade de preços maiores nos ACL e ACR para a incorporação deste fator. Porém, não há objeção do empreendedor na realização destes empreendimentos, desde que tais condições estejam explícitas no momento do leilão.

Nos últimos anos, por exemplo, foram licitadas oito usinas hidroelétricas na região amazônica, com potência total de pouco mais de 20 GW, conforme exibe a tabela a seguir.

Tabela 17 - Usinas Hidroelétricas Licitadas na Amazônia Legal

UHE	Estado	Rio	Capacidade instalada (MW)	Reservatório (Km ²)	MW/Km ²	Previsão para Operação
Estreito	MA/TO	Tocantins	1.087	400	2,7	2011
Santo Antonio	RO	Madeira	3.150	271	12,7	2011
Jirau	RO	Madeira	3.300	258	12,8	2012
Belo Monte	PA	Xingu	11.233	512	21,9	2015
Colíder	MT	Teles Pires	300	172	1,7	2015
Ferreira Gomes	AP	Araguari	153	18	8,5	2015
Teles Pires	MT/PA	Teles Pires	1.820	152	12	2015
Santo Antonio do Jari	AP	Jari	300	32	9,4	2015

Fonte: EPE (2010).

Nos próximos anos outras onze usinas serão licitadas na região, acrescentando mais 16 GW ao SIN, conforme mostra a tabela a seguir publicada pela EPE (2010).

Tabela 18 - Usinas Hidroelétricas Planejadas na Amazônia Legal

UHE	Estado	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Reservatório (km ²)	MW/km ²	Previsão para Operação
São Manuel	MT	Teles Pires	746	71	10,5	2015
Foz do Apiacás	MT	Apiacás	275	90	3,1	2015
Sinop	MT	Teles Pires	461	337	1,4	2015
São Luiz do Tapajós	PA	Tapajós	6.133	722	8,5	2016
Marabá	PA	Tocantins	2.160	ND	ND	2018
Serra Quebrada	MA/TO	Tocantins	1.328	420	3,2	2018
Jatobá	PA	Tapajós	2.336	646	3,6	2019
Jardim do Ouro	PA	Jamanxim	227	ND	ND	2019
Cachoeira dos Patos	PA	Jamanxim	528	116	4,6	2019
Jamanxim	PA	Jamanxim	881	74	11,9	2019
Cachoeira do Cai	PA	Jamanxim	802	420	1,9	2019

ND – Não Disponível.

Fonte: EPE (2010).

O custo médio da energia elétrica das usinas hidroelétricas contratadas nos leilões de energia A-5 foi de R\$ 87 por MWh segundo a EPE (2011), significativamente menor na comparação com as demais fontes. Se forem considerados somente os empreendimentos chamados de “estruturantes”, como as usinas Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, o custo da energia foi ainda menor, R\$ 74 por MWh.

4.8 RISCO ASSOCIADO AOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

Cada contrato bilateral firmado entre duas empresas possui regras e condições específicas. Mesmo os contratos de compra e venda de energia elétrica em ambiente regulado, os CCEARs, e os contratos de compra e venda de energia de reserva, os CERs, possuem regras e condições específicas em função da origem do lastro (usina eólica, movida a biomassa, térmica a gás natural, óleo combustível, etc.) e também em função do leilão em si (BRANDÃO, 2009).

A regulamentação em vigor estabelece que cada leilão deve ser precedido de uma audiência pública conduzida pela ANEEL para receber sugestões e comentários da sociedade em relação tanto ao edital de cada leilão, como da minuta dos contratos de compra venda de energia elétrica e também para constituição das garantias. Até a sistemática utilizada para envio dos lances nestes processos

públicos é passível de um processo de audiência pública. O resultado deste processo é que cada leilão representa, em tese, uma evolução em relação ao anterior além de levar em conta as condições do mercado de energia elétrica no momento da realização do certame.

Entretanto, o efeito negativo deste processo evolutivo é que o mercado tem de conviver com diferentes regras e modelos de contratos a cada processo público de leilão. Por exemplo, os primeiros CCEARs de Fontes Renováveis Não Convencionais não previam cláusulas de remuneração para os empreendedores em caso de atraso no cronograma de entrada em operação das instalações motivado por questões alheias ao gestor da obra. Hoje, os contratos de energia elétrica de reserva já preveem este tipo de excepcionalidade, muito embora neste caso específico a solução seja o repasse destes gastos para os consumidores, a solução é tida como uma evolução em um cenário no qual a expansão da oferta é mandatória (SILVA, 2012).

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia para atendimento de seus respectivos mercados, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas na forma de um “pool”, ou em bloco, com as geradoras, comercializadoras e importadores de energia elétrica por meio de duas espécies de acordos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia (ROCHA, 2012).

Na modalidade de contratação por quantidade, os vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas adversas entre outros fatores que poderão interferir no fornecimento de energia. Nestes casos, estes agentes, segundo as regras em vigor, terão que comprar a energia elétrica no mercado, de forma a honrar seus compromissos de fornecimento.

Para os contratos de disponibilidade de energia elétrica, cada unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao ACR, ou às distribuidoras. Neste caso, a receita fixa da geradora fica garantida por força do contrato e o risco hidrológico associado à programação de despacho de tais usinas, ou seja, a parcela variável, como já apresentado anteriormente é assumida pelas distribuidoras e repassados para seus respectivos mercados regulados via tarifa.

A estimativa de demanda por parte das distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia elétrica que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o novo modelo, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia, ao invés dos 95% exigidos pelo modelo antigo. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o seu mercado é verificada em base anual pela CCEE e pode resultar em penalidades às distribuidoras se estes níveis não tiverem sido atingidos (SILVA, 2012).

As distribuidoras podem repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos a eles como vimos anteriormente. Neste repasse, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da incerteza associada à sua demanda exata de energia elétrica para um determinado período.

Face essa incerteza, a regulamentação vigente prece que os CCEARs podem ser devolvidos ou cedidos entre as compradoras, representando também uma incerteza em relação ao risco de crédito das contrapartes e em relação à previsão de receita durante o período do contrato. Um volume expressivo de energia elétrica associado a uma determinada distribuidora com classificação de crédito considerada boa pode ser, nos termos do Decreto n.º 5.163 de 2004, cedida para outra distribuidora com uma classificação não tão boa, por exemplo. Essa cessão é

permitida por meio de um mecanismo aplicado pela CCEE chamado de mecanismo de compensação de sobras e déficits (MCSD).

A regulamentação em vigor permite às distribuidoras reduzirem o montante de energia elétrica contratada por meio dos CCEARs nos seguintes casos: (i) contrapartida pela saída de consumidores para o ACL; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4% por ano do montante inicialmente contratado; ou devido ao (iii) aumento dos montantes de energia elétrica adquiridos por meio de contratos firmados antes da publicação do Decreto 5.164 de 2004 (BRASIL, 2004b).

As regras vigentes preveem também que caso o poder concedente venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia elétrica em determinada região em função de um racionamento de energia elétrica, por exemplo, todos os CCEARs terão seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo (CCEE, 2013f).

4.8.1 CONTRATOS NO ACL

Como visto no capítulo 2, no ACL é realizada a compra e venda de energia elétrica entre empresas de geração, produtores independentes de energia elétrica, autoprodutores, comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia, consumidores livres e especiais. O ACL também inclui contratos bilaterais existentes entre geradoras e distribuidoras, firmados antes da Lei 10.848 de 2004, e que só poderão ser renovados com anuência prévia da ANEEL.

Como analisado previamente, os consumidores livres são aqueles cuja demanda contratada supera a marca dos 3 MW ao ano, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV ou em qualquer tensão (desde que o suprimento tenha sido iniciado após 07 de julho de 1995), e que, em virtude deste critério de elegibilidade, podem ser atendidos por outros fornecedores, além da distribuidora

local. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW também poderão ser atendidos por outros fornecedores de energia elétrica, se tais consumidores passarem a ser supridos por fontes incentivadas de energia alternativa, tais como usinas de biomassa, energia eólica, pequenas centrais ou sistemas de co-geração qualificada. São os chamados consumidores especiais.

O consumidor livre, quando exerce o seu direito de se tornar livre, somente poderá retornar ao ACR mediante o envio de notificação à distribuidora local com antecedência de cinco anos, sendo que a distribuidora pode, a seu exclusivo critério, aceitar prazo inferior. Este prazo de cinco anos de aviso tem por finalidade garantir que, se necessária, a construção de novas unidades geradoras pode ser finalizada para suprir este aumento de demanda no ACR por meio dos leilões A-5.

Desta forma, a sobrevivência do mercado livre depende das condições de preços do ACL versus as tarifas aplicadas pelas distribuidoras.

A liberdade no estabelecimento das condições de preços, prazos e formas de entrega da energia elétrica e de reajuste, admitida pela contratação bilateral no ACL faz com que existam inúmeras modalidades de contratos vigentes no mercado. Cada modalidade com seu respectivo grau de risco e, em função disto, de retorno. O objetivo deste trabalho não é detalhar cada diferente tipo de contrato existente, até porque essa tarefa seria impossível, mas ilustrar como essa liberdade pode acrescentar componentes de incerteza quase igualmente ilimitados.

Em relação aos preços, são observados no mercado, contratos no ACL com preços de energia elétrica atrelados a outros produtos, como o gás natural ou o óleo combustível, por exemplo. Estes preços podem ser então reajustados anualmente, segundo a Lei do Real, pelo IPCA, IGP-M, uma combinação dos dois índices, à plataforma Henry Hub, no caso de contratos vinculados às usinas térmicas movidas a gás natural.

Sobre as formas de entrega, os contratos bilaterais podem apresentar opções ao comprador de modo a tornar o produto mais atraente em função da especificidade de cada consumidor com linhas e ciclos de produção particulares. Dentre estas opções são comuns as flexibilidades volumétricas no qual o preço da eletricidade é garantido para uma faixa ou banda de consumo. A energia consumida dentro desta faixa é registrada pelo vendedor na CCEE ao preço inicialmente negociado. São os contratos “take-or-pay” no qual o comprador garante uma receita mínima para o vendedor em troca da entrega do limite mínimo da faixa contratada.

Desta forma, a variação do consumo dentro da banda representa uma incerteza para o vendedor na medida em que até que se verifique o consumo efetivo, a entrega da energia elétrica e, portanto o seu faturamento pode apenas ser estimada. O gráfico abaixo ilustra o referido conceito de banda ou “take-or-pay”. Acima do limite superior, o vendedor não é mais responsável pelo suprimento da energia consumida e, portanto, o comprador estaria descontratado neste volume correspondente à ultrapassagem do limite superior (SILVA, 2012).

Figura 54 – Limites contratuais máximos e mínimos em relação ao compromisso de entrega de energia

Fonte: Elaborado p. autor.

Outra opção encontrada nos contratos de compra e venda de energia elétrica no ACL são as trocas ou “swaps” de energia a um custo pré-definido. Nesta modalidade de contrato, dois agentes podem decidir trocar riscos previamente assumidos a um custo pactuado livremente entre as partes. Por exemplo, um gerador que está com uma sobra de energia elétrica ou lastro para venda no mês corrente pode decidir entregar essa energia a outro agente em troca da promessa de uma venda em um período futuro, mediante o pagamento de um prêmio. Se o comprador aceita essa condição este provavelmente está apostando na queda dos preços neste horizonte de tempo enquanto o vendedor prefere se proteger ou fazer um “hedge” em relação aos preços praticados no mercado dentro deste mesmo horizonte (ZANFELICE, 2007).

Os reajustes aplicados aos preços praticados no ACL aliados à oportunidade concedida ao consumidor de retorno ao ambiente regulado a cada cinco anos fazem com que os prazos médios observados nos contratos no firmados no ACL raramente ultrapassem essa duração, o que representa de certa forma uma barreira para tornar este ambiente um indutor para o financiamento de projetos de expansão e um desafio constante para o regulador. Os leilões federais para entrega de energia elétrica no ACL oferecem prazos de 15, 25 e até 30 anos – requisito fundamental para o financiamento de empreendimentos com longos prazos de amortização. O gráfico na página seguinte apresenta a evolução da contratação no ACL em relação ao ACL de 2002 até 2010. Hoje, este mercado corresponde a 27% segundo CCEE (2013).

Figura 55 - Relação entre os Ambientes de Contratação Livre e Regulada

Fonte: EPE (2011).

4.9 RISCO REGULATÓRIO E POLÍTICO EM RELAÇÃO ÀS REGRAS EM VIGOR

A revisão periódica das regras e regulamentos em vigor, seja pelo poder concedente ou pelas agências reguladoras, pode ser classificada em três naturezas fundamentais segundo Kelman (2009): (i) correções de políticas ou ferramentas de incentivo ou penalização para práticas do mercado, (ii) medidas imprescindíveis para estímulo à evolução natural do mercado, ou (iii) instrumentos para definição de tarifas, seus respectivos reajustes e revisões, parâmetros de usinas como garantias físicas e índices de referência, assim como as demais grandezas utilizadas para o cumprimento das normas em vigor.

A ANEEL representa o órgão regulador e fiscalizador das atividades inerentes ao setor elétrico, sua estrutura é dividida em vinte superintendências divididas em fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica, outorgas e gestão dos potenciais hidráulicos, planejamento e gestão administrativa, regulação econômica do mercado e estímulo à competição, regulação técnica e padrões de serviço e relações com a sociedade. Os atos publicados pela ANEEL são divididos em despachos, ofícios, autorizações, resoluções homologatórias e normativas,

sendo que as últimas devem ser precedidas de processos de audiência pública ou consulta pública.

A audiência pública, segundo a própria ANEEL, é uma ferramenta por meio da qual a sociedade é consultada antes da elaboração ou alteração na regulamentação do setor elétrico. Para o quadro de diretores da ANEEL, este processo é um instrumento de apoio na tomada de decisões. A diferença dos processos de audiência pública em relação aos relacionados à consulta pública, é que este último é tido como um instrumento puramente administrativo de competência dos líderes das unidades organizacionais da ANEEL para apoiar suas respectivas atividades de instrução dos processos de regulamentação e fiscalização, ou para o cumprimento de suas atribuições.

As audiências e as consultas públicas são realizadas por escrito. No momento da instauração destes processos, a ANEEL define se haverá a realização da reunião presencial, em que os participantes e interessados podem manifestar verbalmente suas contribuições acerca das matérias, bem como comentar contribuições já encaminhadas.

O levantamento abaixo, realizado segundo informações disponíveis a partir da página central da Agência na Internet, representa a evolução do número de audiências e consultas públicas abertas para ANEEL desde 2004. Independente da análise qualitativa, que é relevante, estes números abaixo indicam que a atividade regulatória teria quase triplicado em um intervalo de dez anos.

Tabela 19 – Audiências e Consultas Públicas na ANEEL de 2004 a 2013

Ano	ANEEL	
	Audiências Públicas	Consultas Públicas
2013*	120	13
2012	111	13
2011	81	9
2010	123	21
2009	68	59
2008	69	17
2007	53	12
2006	19	20
2005	44	7
2004	48	4

*até outubro de 2013.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em pesquisa no site da ANEEL (2013c).

Cada resolução publicada pela ANEEL responde por uma alteração nas condições, regras ou práticas adotadas pelos agentes setoriais em um determinado nível. Uma resolução homologatória, por exemplo, tem o poder de alterar as tarifas praticadas pela concessionária de uma determinada região, com impacto positivo ou negativo para os consumidores atendidos por essa empresa.

Outra resolução pode alterar os valores referentes a toda a energia transacionada no âmbito do MRE. A definição anual do Valor Normativo ou de Referência pode viabilizar a expansão de uma determinada fonte de energia em função dos parâmetros para repasse da compra de energia elétrica no ambiente regulado.

A questão central neste ponto é que a ação do regulador, e por extensão, do poder concedente, representa também um componente de incerteza para os agentes setoriais em razão da possibilidade de alterações das regras estabelecidas ao longo do tempo.

A resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 08 de 2007, por exemplo, trata do estabelecimento de diretrizes para a utilização da curva de

aversão ao risco do sistema (CAR)⁹ e determina, em seu art. 2º, que o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito de custo econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com vistas à garantia do suprimento energético.

O art. 3º dessa mesma resolução estabelece que o Custo Variável Unitário - CVU da usina despachada por decisão do Comitê ou devido à ultrapassagem da CAR não será utilizado para a determinação do PLD, ou seja, não terá impacto para o mercado de curto prazo, porém o custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o custo do acionamento das usinas fora da ordem de mérito e o PLD, deve ser rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia elétrica comercializada nos últimos doze meses contabilizados, inclusive o mês corrente, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE.

Em resumo, uma decisão do poder concedente atribuindo um custo a todos os agentes de mercado para mitigar as incertezas advindas da possibilidade de um eventual desabastecimento de energia elétrica. Este risco, de alteração da regulação vigente em relação ao rateio de custos do despacho térmico fora do mérito, dificilmente teria sido contemplado na determinação dos fluxos de pagamentos quando da decisão pela construção de um empreendimento, independente da fonte de geração.

⁹ CAR - parâmetro que representa a evolução, ao longo do tempo, dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo de dois anos.

Em 2013, a publicação da Resolução nº 03 pelo mesmo CNPE, determinou que o aprimoramento do próprio modelo de cálculo e formação do PLD para que este passe a internalizar mecanismos de aversão a risco, ou seja, mecanismos que antecipam o despacho de recursos termelétricos flexíveis para impedir que os reservatórios das hidrelétricas cheguem a níveis muito baixos.

O texto publicado afirma que o CMSE ainda poderá, extraordinariamente, com o objetivo de garantir o suprimento, determinar ao ONS o despacho de termelétricas fora de ordem de mérito de custo ou a mudança no sentido do intercâmbio entre submercados sul, sudeste, norte e nordeste, independente da CAR. Ou seja, ainda amplia o poder de decisão do CMSE sobre o ONS.

Da mesma forma que na Resolução nº 08 do CNPE, o custo variável unitário das usinas despachadas por determinação do CMSE não seria utilizado para a formação do PLD e o gasto com a operação destes recursos seria rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia elétrica por eles comercializada nos últimos doze meses, incluindo o mês corrente, novamente acrescentando novos elementos de incerteza à formação dos preços que interferem diretamente nos fluxos de pagamentos aos geradores, por exemplo.

Outro exemplo de grande relevância e debate no âmbito do setor refere-se à revisão ordinária dos montantes de garantias físicas atribuídos às usinas hidroelétricas quando da época das privatizações ocorridas no final da década de 90. O Decreto nº 2.655 de 1998 estabeleceu que as energias asseguradas (antiga “garantia física”) dos empreendimentos hidráulicos deveriam ser revistas a cada cinco anos.

O mesmo decreto estabelece que o limite para redução destes parâmetros é de no máximo cinco por cento por revisão, limitado a dez por cento. Em outras palavras, o lastro disponível para comercialização de energia elétrica em um horizonte de cinco anos poderia oscilar dentro desta faixa de cinco por cento e em um prazo de

dez anos, e no limite, ser reduzido em dez por cento do valor original estabelecido pelo poder concedente quando da assinatura do ato de outorga destes empreendimentos.

Em 2004, a Portaria nº 303 expedida pelo MME manteve as garantias físicas de todos os empreendimentos, exceto para a usina de Itaipu. Essa medida foi, à época, justificada pela razão da usina de Itaipu não comercializar energia elétrica e sim potência com os chamado cotistas de Itaipu – na prática, distribuidoras das regiões sudeste e sul do país. Essa medida eliminou o risco de redução, na prática, das receitas das geradoras hidráulicas a partir de 2004, mas também afastou o risco de algumas usinas receberem de fato um aumento nas suas respectivas garantias físicas, utilizadas como lastro para comercialização de energia elétrica nos dois ambientes de contratação.

Em 2008, a Portaria nº 258 do MME alterou ainda a metodologia de cálculo das garantias físicas para as usinas novas sendo licitadas por processo de leilões federais A-5. Em 2010 foram criados mecanismos, até então inexistentes, para revisão extraordinária de garantia física em virtude de alterações e investimentos nas usinas tais como o rendimento nominal dos conjuntos turbina-gerador, queda líquida nominal, potência instalada, entre outros.

O fato é que em 2014, se encerra um novo ciclo de cinco anos para revisão das garantias físicas em vigor, conforme estabelece o Decreto 2.655 de 1998 e ainda não existe uma metodologia publicada e devidamente homologada para a revisão destes parâmetros, acrescentando no curto prazo elementos de incerteza para os montantes de energia elétrica disponíveis para oferta a partir de 2015. O diagrama abaixo representa a “evolução” da regulamentação aplicada à revisão das garantias físicas ou energias asseguradas (EA) a partir da publicação do Decreto 2.655 em 1998.

Figura 56 – Evolução da regulamentação relacionada à revisão da garantia física

Fonte: Elaborado pelo autor com o objetivo de sintetizar conceitos levantados no texto.

Existem ainda inúmeros outros casos de ajustes na regulação em vigor que afetam as expectativas de receitas ao longo do período de amortização de um empreendimento, porém, o objetivo deste trabalho não é analisá-las uma a uma e sim oferecer elementos para permitir de alguma forma a necessidade de mapeamento destes riscos e procurar identificar oportunidades de mitigá-los ou, no mínimo, representá-los em uma matriz de avaliação de risco.

4.10 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou uma relação dos principais riscos aos quais os empreendimentos de geração elétrica encontram-se submetidos sob o arranjo setorial brasileiro a partir do conjunto de leis e decretos específicos editados a partir do processo de privatização deste segmento na virada do século.

Um empreendimento hidroelétrico, por exemplo, sofre influência dos seguintes parâmetros que são detalhados neste capítulo:

- i. da hidrologia – pois dependendo da sua localização geográfica e sua posição na cascata de usinas (conforme o caso), o empreendimento pode ser programado para armazenar água ou turbinar água para produzir energia elétrica;
- ii. da localização da instalação em relação ao SIN – se a usina estiver conectada diretamente no sistema de transmissão ela recebe influência do rateio de perdas elétricas na forma de ajuste na energia gerada, com impacto negativo na receita esperada do empreendimento;
- iii. da disponibilidade de suas unidades geradores – conforme o grau de indisponibilidade de suas unidades geradores em relação a um parâmetro de referência, o empreendimento pode sofrer um desconto na quantidade de energia elétrica contabilizada pela CCEE, com impacto também negativo na receita;
- iv. da garantia física definida pelo MME – o modelo setorial vigente prevê uma revisão periódica dos montantes de garantia física passível de ser comercializada. Conforme o resultado destas revisões, os geradores com usinas que possuem usinas que tiveram ganhado um adicional de garantia física, por exemplo, podem receber uma receita adicional proveniente da comercialização desta energia elétrica “excedente”;
- v. decisão de contratação da eletricidade no ACL – conforme a estratégia inicial do investidor, destinar parte ou toda a garantia física do empreendimento para contratação bilateral no ACL pode, dependendo das condições de mercado, oferecer receitas maiores ou menores em relação ao ACR.

Usinas não hidráulicas, térmicas ou eólicas, por exemplo, sofrerão parte destes efeitos de uma forma ou de outra, afetando o resultado global da composição da carteira. As usinas térmicas, por exemplo, são operadas em condições de hidrologia desfavorável. Neste cenário, dependendo da composição destes parâmetros, o elemento que acrescenta receita para um determinado empreendimento pode afetar ou influenciar negativamente o retorno de outro.

Os empreendimentos eólicos ou solares sofrem com a intermitência da disponibilidade do recurso com o qual dependem para produzir eletricidade, pontos estes apontados também por Grandin (2012) e Barroso (2011b). Essas características, intrínsecas de cada tipo de fonte, em conjunto com a análise da regulamentação aplicada para cada caso determinam o grau de compromisso que o empreendedor pode ou não assumir em um contrato de compra e venda de energia elétrica, assim como seus riscos, duração, preço, etc.

Nesta linha, inclusive, Pinto et al. (2012) propõem uma análise das incertezas climatológicas brasileiras vis-a-vis a alegada complementaridade hidroeólica já apontada e analisada por Chade (2011) indo além, até propondo a fusão dos parques eólicos e hidráulicos em um suposto benefício mútuo em termos de mitigação de risco.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica possuem riscos relevantes associados à natureza de cada tipo de empreendimento. Em função da regulamentação vigente, os investidores de portfólios de geração puramente hidroelétricos, por exemplo, assumem os riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado pelo ONS e da dinâmica do MRE e da formação do PLD, além do efeito do MRGF e das perdas elétricas – se estiver conectado ao sistema de transmissão. Para compreender a natureza destes custos é necessário estudarmos como é formada a receita dos geradores no âmbito do mercado e também como se dá a formação do despacho do chamado “bloco hidráulico” pelo ONS.

De forma simplificada: tomando-se, por exemplo, uma usina térmica que possui sua garantia física associada à quantidade de energia gerada em um determinado período de tempo e que comercializa apenas parte desta energia elétrica, essa usina terá a parcela restante não comercializada liquidada ao PLD do mesmo período. Deste modo, o investidor, detentor da autorização para exploração deste empreendimento fica exposto à volatilidade do PLD deste período na exata parcela não comercializada.

A liquidação das diferenças entre a energia gerada e a energia elétrica contratada no mercado de curto prazo depende diretamente da hidrologia, do balanço de oferta de usinas térmicas flexíveis, inflexíveis e usinas hidráulicas. Além do volume de oferta de garantia física ou lastro comercial do sistema.

A tabela a seguir classifica a exposição aos riscos mapeados neste capítulo para diferentes fontes de energia elétrica, a título de resumo didático.

Tabela 20 – Relação entre fontes de energia e exposição a riscos por tipo

Fonte	Variação de Perdas Elétricas no SIN	Variação da Garantia Física em função do GSF e MRGF	Variação da geração de energia por conta da política de despacho	Variação da Garantia Física em função do Decreto 2.655 de 1998
Hidroelétrica	Sim, se a usina estiver conectada no sistema de	Sim, se participa do MRE	Sim, se acima de 50MW	Sim
Térmicas		Não		Não
Eólicas/Solares		Não		

	transmissão	
--	-------------	--

Fonte: Elaborado p. autor.

5. AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA DIVERSIFICAÇÃO EM PORTFOLIOS DE GERAÇÃO

Awerbuch e Berger (2003) estabelecem em seu artigo que há cerca de 60 anos a análise de investimentos em fontes de geração elétrica no mundo passa basicamente pelo carvão ou derivados de petróleo, diferente do Brasil, visto que a maior parte da nossa matriz é composta de empreendimentos hidroelétricos. Em seu artigo, os modelos convencionais de avaliação de projetos ensinados em cursos de finanças não se aplicam ao planejamento energético, que deve estimar os custos de geração. Os autores ainda alegam que a taxa de juros considerada nos custos do projeto são menores que as taxas consideradas para o cálculo do valor presente líquido (VPL) e a utilização de uma mesma taxa de desconto tanto para

cálculo dos custos variáveis com combustíveis e com a operação e manutenção das usinas distorce os resultados.

Porém, como vimos ao longo deste trabalho, o planejamento dos investimentos em energia elétrica no Brasil deve levar em conta a regulamentação imposta pelo poder concedente dado seu impacto nas receitas e na formação dos preços para contratação bilateral. O grau de exposição de cada ativo de geração em relação ao PLD, por exemplo, oferece um parâmetro fundamental na correlação destes ativos entre si em função da natureza de cada um e das análises dos custos dos investimentos envolvidas.

A tabela abaixo relaciona os custos de investimentos na geração de energia elétrica contemplados no Plano Nacional de Energia 2030 organizado pelo MME e que será utilizado neste capítulo para compor as análises de VPL dos cenários apresentados.

Tabela 21 – Custos médios de investimentos por fonte de geração no Brasil

Fonte de Geração	US\$/kW
Hidrelétrica	1.330
até 60MW	1.100
acima de 80MW	2.500
Pequena Central Hidroelétrica	1.200
Centrais Eólicas	1.200
Térmicas a Gás Natural	750
Centrais Nucleares	2.200
Resíduos Sólidos Urbanos	1.250

Fonte: EPE (2013).

Os riscos associados aos investimentos em ativos de geração de energia elétrica são medidos do mesmo modo como é feito para as ações do mercado, ou seja, em função do grau de risco pelo retorno esperado de cada tecnologia que compõe o portfólio (MONTANO, 2004).

Cada parcela da formação dos custos está associada a um risco específico e pode ser calculada a partir do fluxo de caixa em risco, ou a maior exposição a qual determinado empreendimento está sujeito em um cenário desfavorável. O risco relacionado aos custos associados ao período de construção, por exemplo, variam de acordo com a fonte de geração e está relacionado diretamente com o grau de complexidade e duração da obra.

O retorno para um determinado investimento pode ser determinado então a partir da aplicação do conceito de VPL. Em outras palavras, o resultado no presente da relação entre todos os pagamentos, incluindo o valor do investimento inicial em si, e a receita esperada ao longo do tempo futuro, associados a estes investimentos, descontados a uma taxa de juros. Empresas ou projetos podem ser compreendidos como simples fluxos de caixa no tempo (ELTON, 2003).

Se um determinado investimento não sofre alterações em relação à sua modelagem original ao longo do tempo, ou seja, se todos os pagamentos e recebimentos previstos no horizonte de tempo analisado são constantes, é possível afirmar que seu valor presente líquido é determinístico, ou seja, sempre retornará o mesmo resultado quando for calculado com o uso de um conjunto específico de parâmetros de entrada.

Uma análise de sensibilidade para este caso, ou seja, a distribuição de resultados para o VPL a uma determinada taxa de desconto “ i ” seria uma constante. A afirmação se justifica porque a função tanto da receita como dos pagamentos é uma constante.

Figura 57 – Sensibilidade do VPL para um taxa de desconto (i) (I)

Fonte: Elaborado p. autor.

Ocorre que, em projetos no qual a receita é determinada em função de variáveis que representam seus respectivos componentes de incerteza, o VPL será distribuído de acordo com a probabilidade dos diferentes cenários de fato ocorrerem ao longo do tempo.

Como analisado nos capítulos anteriores, o setor elétrico é complexo e repleto de variáveis, cada uma com suas componentes de incertezas. Neste sentido, o VPL para um empreendimento de geração é definido por uma curva dentro do gráfico relacionando o valor presente líquido e a probabilidade acumulada deste parâmetro de fato se concretizar. O gráfico abaixo ilustra este conceito. O “X” indica o VPL máximo atingido pelo projeto ou empreendimento ao longo do tempo em 0,00001% dos casos possíveis, enquanto o “Y” indica o VPL mínimo observado na análise do cenário. Em outras palavras, 99,9999% dos cenários garantem no mínimo este valor presente líquido para uma determinada taxa de juros “i”.

A diferença entre os valores de “x” e “y” pode ser entendida como o desvio verificado em função do cenário projetado, para um conjunto de cenários sintéticos.

Figura 58 - Sensibilidade do VPL para um taxa de desconto (i) (II)

Fonte: Elaborado p. autor.

Se variarmos as taxas de descontos “i” aplicadas às simulações teremos tantas curvas quanto às taxas de descontos aplicadas nestas análises.

Figura 59 - Sensibilidade do VPL para diversas taxas de desconto (i)

Fonte: Elaborado p. autor.

A redução da variabilidade observada no VPL, em função das incertezas mapeadas, em um portfólio diversificado de ativos de geração de naturezas diversas poderia mitigar o risco para o investidor e estimular a diversificação. Este conceito já testado como em diversas obras e artigos, como na teoria de risco-retorno de Harry Markowitz que ganhou o prêmio Nobel de Ciências Econômicas em 1990 pelo desenvolvimento da Teoria Moderna de Portfolio, junto com Miller e Sharpe.

Em sua teoria ele utilizou os conceitos de média-variância para apresentar os fatores que fazem com que se maximizem os retornos de um portfólio para um determinado apetite ao risco e retorno esperado. Neste estudo, um grupo de ativos pode adquirir um grau de risco menor do que cada um individualmente. Este modelo alterou a forma com as quais as decisões em torno dos investimentos eram feitas e ofereceu uma metodologia para avaliação de carteiras de investimentos, porém esta aplicação ainda carece de um paralelo definitivo para o setor de

energia elétrica no Brasil em especial tendo em perspectiva o complexo arranjo setorial proposto pela regulamentação em vigor (COSTELLO, 2007).

O conceito por detrás desta metodologia é que enquanto os investimentos apresentam riscos, a covariância dos retornos financeiros associados a estes ativos de forma individual auxilia na cobertura do conjunto de ativos em carteira. Matematicamente essa relação é expressa de acordo com a descrita na equação 7.

Equação 7 – Expectativa de retorno para um conjunto de ativos

$$E(r) = \sum_{n=1}^N A_n \cdot E(r_n)$$

SEND0:

A_n = proporção do ativo na carteira;

$E(r_n)$ = expectativa de retorno para o ativo “n” (calculado pela média de todos os retornos esperados ponderados pela probabilidade de ocorrência de cada um).

Provavelmente o mais importante aspecto do trabalho de Markowitz foi mostrar que não é o grau de segurança ou o menor risco que importa ao investidor, mas sim a contribuição que o elemento componente de menor risco traz para a variância global de toda a carteira, “o todo é maior que a soma de suas partes”. Este ponto de vista permite ao investidor escolher portfólios ou carteiras de ativos baseada em médias e variâncias para maximização do conceito de “valor” de um conjunto de ativos. (RUBINSTEIN, 2002).

A teoria moderna de gestão de portfólios é uma teoria financeira que se propõe aumentar a eficiência em termos de retorno ou rentabilidade para certo volume de risco associado por meio da escolha dos componentes de um portfólio de ativos. Esta teoria foi desenvolvida e aperfeiçoada entre as décadas de 50 e 70 (mesmo sendo considerada “moderna”) e foi considerado um avanço importante na modelagem matemática financeira. O conceito fundamental por trás da teoria é a

de que os ativos que compõe um portfólio ou uma carteira de ativos não deveriam ser selecionados individualmente, cada um com suas características e méritos, mas sim, como cada ativo varia em termos de “rentabilidade” em relação aos demais componentes deste portfólio (ELTON, 2003).

Figura 60 - Representação da Fronteira Eficiente de Markowitz

Fonte: ELTON (2003).

Sendo:

T = Portfólio ótimo ou tangente

M = Ativo de menor risco e maior retorno

S = Ativo dentro da fronteira eficiente

Alguns especialistas aplicam esta teoria para portfólios de projetos em outras áreas, além de instrumentos financeiros. Quando ela é aplicada fora das tradicionais carteiras financeiras, algumas diferenças e adaptações devem ser consideradas. O desenvolvimento de uma metodologia para avaliação de portfólio teria que tomar a natureza discreta dos projetos em conta.

O conceito de capturar a tolerância ao risco de um investidor documentando quanto risco é aceitável para um dado retorno pode ser aplicada a uma variedade de problemas de análise de decisão. Quando o risco é colocado em termos de

incerteza sobre as previsões e possíveis perdas, em seguida, o conceito é transferível para vários tipos de análises. (HUBBARD, 2007).

Sob este aspecto, os ativos de geração de energia elétrica poderiam ser classificados em termos da variabilidade da receita em função de suas características naturais ou no contexto regulatório sob as quais se apresentam.

Uma carteira composta de ativos de diferentes classificações poderia mitigar os efeitos de risco, agregando valor ao conjunto. O conceito também poderia ser utilizado para demonstrar, por exemplo, o efeito da garantia física na percepção de risco do portfólio, sendo apenas outra forma de abordagem para a proposta.

Para testar esta hipótese, é desejável a construção de uma ferramenta, na forma de um algoritmo que seja capaz de representar para o setor elétrico se um determinado portfólio de ativos de geração sob o conjunto de regras vigentes, varia em função de sua composição. Ou seja, se uma carteira de ativos de geração de energia elétrica pode reduzir sua variabilidade ou risco em função de sua composição natural por fontes.

Sobre este aspecto, por exemplo, muitos estudos vêm indicando uma possível complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico, em especial na região Nordeste, que constituiria uma vantagem sistêmica ainda a ser explorada, conforme ilustra o gráfico abaixo elaborado pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica / UFPE (2000).

Figura 61 - Complementaridade Hidro- Eólica

Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE / UFPE (2000).

Entretanto, é fundamental observar que, dado o arranjo do setor elétrico vigente, analisados nos capítulos 2, 3 e 4, a simples complementariedade sazonal em termos de disponibilidade de recursos não necessariamente se traduz em uma menor variabilidade ou risco, pois a receita é função do nível de contratação e também do grau de exposição, ou relação entre a contratação, o lastro físico e a geração de energia elétrica verificada, ao PLD.

Para atender este objetivo, a análise do ganho efetivo com a diversificação de um portfólio requer uma grandeza para comparação e avaliação entre dois portfólios de diferentes composições.

5.3 FORMAÇÃO DO ÍNDICE DE AVALIAÇÃO DE PORTFOLIO

As usinas hidráulicas participantes do MRE, por exemplo, possuem uma imprevisibilidade em função do desempenho da produção e da demanda por energia elétrica do sistema, mas contam com um mecanismo de compensação, o MRE.

As usinas de fontes variáveis ou intermitentes, tais como as usinas eólicas e solares, por exemplo, não dispõem hoje de um mecanismo de compensação, porém uma combinação destas fontes em uma carteira de ativos poderia resultar em uma menor ou maior variabilidade em torno do VPL combinado destes ativos. Sendo esta a questão principal deste estudo.

A proposta de criação de um indicador de variabilidade em relação ao retorno esperado para o investidor para fins deste estudo oferece um parâmetro adicional para tomada de decisão. Este indicador, ou índice, também pode refletir o grau de sinergia entre diferentes fontes de energia elétrica a partir da análise de cenários sintéticos ou históricos, dependendo do objetivo.

A formulação algébrica proposta abaixo, decorrente da análise da equação 7, tem o objetivo de facilitar a comparação e avaliação das diferentes composições de portfólios neste estudo relaciona a variação da receita ou receita em risco pelo ganho ou variação do VPL com o acréscimo de um novo projeto ao portfólio. Este indicador proposto será tratado a partir deste ponto por Índice de Avaliação de Portfólio para o Setor Elétrico ou (IAPSE).

Equação 8 – Equacionamento proposto para o Índice do Setor Elétrico

$$IAPSE = \frac{Flx. Risco}{\Delta VPL}$$

Sendo:

IAPSE: Índice proposto para avaliação incremental de um portfólio de ativos a partir da análise de seu fluxo de caixa ou receita em risco pela variação do seu valor presente para um determinado horizonte de tempo.

Flx.Risco: Representa o fluxo de caixa em risco ou o desvio da receita ao longo do tempo, seja pela natureza do ativo (inflexível ou flexível), seja pela participação em um mecanismo de realocação de energia elétrica que acrescenta um componente de incerteza na receita e portanto na avaliação

do investimento ao longo do tempo. Corresponde à máxima exposição observada em um período em função de um cenário desfavorável.

VPL ou Valor Presente Líquido em função da receita esperada do portfólio: Neste caso, o denominador da função corresponde à variação do VPL, ou seja, quanto do valor presente líquido é adicionado ao portfólio pelo ativo “ $n+1$ ”.

A aplicação desta fórmula compreende a necessidade de identificação do retorno esperado de uma combinação de elementos distintos de geração de energia elétrica, analisados por Hubbard (2007), vis-à-vis o mapeamento dos elementos que compõem a receita de cada elemento no contexto da regulamentação em vigor.

O objetivo do indicador IAPSE é avaliar o ganho eventual com a incorporação de um ativo de geração no portfólio, a função objetivo para o investidor interessado na avaliação do ganho com a diversificação seria maximizar o denominador caracterizado pela variação do VPL e minimizar a exposição com os desvios de receita projetados em diferentes cenários.

Um arranjo de ativos formado por usinas hidráulicas e eólicas, em teoria, seria beneficiado pelo conjunto de regras setoriais vigentes tendo em vista que a receita frustrada nos períodos em que a parcela hidráulica variável do portfólio proposto estivesse sofrendo o efeito do deslocamento previsto no MRE seria coberta pela parcela eólica do portfólio, dada a natureza da complementação observada (LIMA, 2009) (MENDES, 2012).

O gráfico seguinte ilustra bem a complementação qualitativa entre as fontes eólicas e hidráulicas, porém quando se analisa a escala da esquerda que se refere à geração eólica comparada com a energia elétrica armazenada representada pela linha cinza e a escala do eixo das ordenadas à direita, a conclusão é que de fato a complementariedade carece de um parâmetro quantitativo.

Na análise de dois anos em tela, observa-se uma evidente concentração de produção elétrica de origem eólica nos períodos em que a energia elétrica armazenada no sistema encontra-se deplecionada. Este efeito, próprio da condição geo-climática nacional, faz com que a análise de um portfólio composto por usinas eólicas e hidráulicas seja interessante do ponto de vista acadêmico para teste da hipótese apresentada.

Figura 62 – Geração Eólica vs. Energia Armazenada no SIN (2011/2012)

Fonte: Elaborado pelo autor com base em informações do DRI. CCEE (2013).

O principal efeito do portfólio pode então ser avaliado a partir do estudo e avaliação do indicador IAPSE, acima proposto, em uma distribuição cumulativa de probabilidades baseada em cenários diferentes oferta e demanda, incorrendo inclusive em correlações negativas entre as receitas advindas destes diferentes tipos de ativos.

Por exemplo, uma usina térmica flexível pode atuar como um elemento de proteção ou “hedge” para amortizar o efeito desfavorável de uma hidrologia crítica em uma pequena central hidroelétrica. Ou seja, em cenários hidrológicos desfavoráveis, em teoria, a usina térmica pode gerar energia elétrica

correspondente à exposição provocada pela hidrologia desfavorável compensando essa exposição ao PLD.

Porém, o custo da eletricidade gerada em usinas térmicas a partir de derivados do petróleo apresenta maior volatilidade, pois seu custo variável é associado ao preço do petróleo influenciado por uma série de fatores de ordem política e econômico-financeira o que pode comprometer o VPL que seria adicionado ao portfólio. Já a variação dos custos associados à geração eólica ou hidráulica manteve-se praticamente constante ao longo do tempo, exprimindo a natureza não correlacionada desta fonte de geração em relação às demais (AWERBUCH, 2003).

Por fim, a forma de se considerar a correlação entre cada tipo de ativo deve ser feita a partir das diferentes variáveis envolvidas tais como a receita dos empreendimentos hidráulicos no MRE, exposições no mercado de curto prazo, valoradas ao PLD, e diferentes cenários de geração de modo a calcular o valor presente líquido da combinação dos ativos e sua respectiva distribuição de probabilidade cumulativa total.

Dependendo do percentual de participação e natureza de cada ativo em um arranjo diversificado de usinas seria possível, portanto, observar o seu grau de sinergia ou contribuição para a “eficiência” global da composição da carteira.

5.4 CONSTRUÇÃO DOS PORTFOLIOS PARA TESTE DA HIPÓTESE

Esta seção tem por objetivo a aplicação do conceito de indicador para avaliação de portfólios de ativos de geração apresentado no capítulo anterior, com o objetivo de obter algumas amostras de resultados para cenários hipotéticos.

Para atingir este objetivo faz-se necessário que sejam delimitadas, na partida, as premissas consideradas na construção dos cenários de testes da hipótese. Essas

definições são determinantes não só para ilustrar os cenários em si, mas também para apontar o alcance desta métrica sugerida, além de oferecer uma visão do grau de sinergia que pode ser medido por meio desta análise entre as diferentes fontes de energia elétrica, de acordo com Zubeldia (2002), em especial quando inseridas no contexto brasileiro.

Os riscos regulatórios associados à mudança ou evolução das regras ao longo do tempo, por exemplo, assim como as indisponibilidades técnicas verificadas nas usinas com impacto direto nas receitas auferidas pelos geradores não serão contemplados na construção destes cenários de teste de hipótese. Essa opção se justifica, pois o elemento de incerteza e a multiplicidade de combinações possíveis a partir de cada cenário, nas taxas de indisponibilidades de uma usina ou nas próprias regras em vigor tornariam os resultados destas análises direcionados por meio das premissas iniciais assumidas para a construção destes cenários.

Por exemplo, uma usina hidroelétrica que apresenta taxas de indisponibilidade altas certamente se beneficia com a presença de outra usina que não apresenta estes mesmos indicadores desfavoráveis e, neste caso, gerenciáveis pelo empreendedor. Além disso, as conclusões extraídas deste cenário poderiam prejudicar o espírito da análise e aplicação da metodologia proposta para avaliação dos ativos em relação ao ganho de sinergia entre eles.

As taxas de desconto utilizadas para o cálculo dos VPL foram definidas em 8% ao ano. O efeito da variação deste parâmetro sobre a análise foi explorado no capítulo anterior e, uma vez que o VPL de cada ativo ou arranjo de ativos em um portfólio em si não é o objeto do estudo, mas sim sua variação, será assumida como premissa que a taxa de desconto utilizada nas análises pode ser mantida fixa para todos os cenários e ao longo de todo o período avaliado.

Os custos associados aos investimentos iniciais para cada tipo de fonte, expressos em R\$ por kW, assim como os preços médios de venda da energia elétrica contratada no ACR ou no ACL são aqueles apresentados ao longo dos capítulos

anteriores. Além disso, também não estão sendo acrescentados componentes de incerteza em relação ao cumprimento dos contratos, ou seja, os cenários assumem que todos os contratos são cumpridos e liquidados conforme condições originalmente pactuadas. Com isso, se excluem os riscos de rescisão contratuais, inadimplência e descumprimento de condições de qualquer tipo. A justificativa para essa opção é muito parecida com aquela oferecida sobre a exclusão da aplicação das taxas de indisponibilidades às usinas hidráulicas dos parágrafos anteriores. A hipótese da quebra de um contrato pode ter um efeito positivo ou negativo dependendo das condições de mercado (mais especificamente em relação ao PLD do período) e igualmente distorce o objeto da análise em relação ao grau de sinergia de ativos em um portfólio.

Em relação aos tributos e encargos, assume-se com base no disposto no capítulo 2, ou seja, que 40% da receita auferida devem ser refletidas no cálculo do VPL de cada tipo de fonte a título de encargos e tributos setoriais.

Os componentes aleatórios associados às incertezas mapeadas, tais como o PLD, as perdas elétricas medidas na rede interligada, as condições de geração de cada tipo de fonte e o comportamento das usinas do MRE podem ser representados baseados em séries sintéticas ou históricas. No caso das séries sintéticas, tais parâmetros podem ser simulados de duas formas: (i) por meio da técnica de Monte Carlo, desenvolvida pelo matemático John von Neumann (1999) para determinação de valor esperado em um sistema de incertezas; ou (ii) a montagem de uma árvore de decisão sendo que o benefício destas técnicas é a obtenção de resultados de valores esperados na forma de uma curva de distribuição probabilística.

Uma árvore de decisão é uma representação gráfica de um valor esperado em uma matriz de incertezas. Tal “árvore” consiste nos eventos possíveis de acontecerem, as suas respectivas chances de ocorrência e os valores esperados atribuídos a partir de cada evento ou ocorrência, representado pelo diagrama a seguir.

Figura 63 - Esquema de uma árvore de decisão

Fonte: Elaborado p. autor para ilustrar o conteúdo do texto.

Estas duas formas de representação de componentes aleatórios tornam possível a análise dos resultados gerados artificialmente inseridos em um horizonte de possibilidades. Entretanto, a terceira forma de obtermos um conjunto de dados para aplicação das ferramentas de análise é a partir de uma série histórica de dados (HUBBARD, 2007).

Ao longo deste estudo, foram apresentados resultados históricos para os parâmetros de preços PLD, de GSF e de geração de usinas das mais diferentes fontes como também das perdas elétricas verificadas no SIN desde janeiro de 2003. Estes conjuntos de dados serão adotados para análise da combinação de portfólios com o objetivo de testar a hipótese que se apresenta no texto. Não serão, portanto, geradas séries sintéticas para a análise de sensibilidade (o resultado das análises será elaborado com base neste histórico de dez anos).

5.5 CENÁRIO BASE – ARRANJO DE USINAS HIDROELÉTRICAS

O primeiro cenário, chamado “cenário base”, é composto apenas de usinas hidroelétricas. O objetivo deste arranjo é investigar quais os parâmetros que mais influenciam na variação tanto do VPL como do grau de exposição ao cenário mais crítico no conjunto de meses estudados, chamado de “Flx.Risco” na equação do IAPSE.

Partindo de uma usina hidráulica (A) com as seguintes características:

- i. Capacidade Instalada = 120 MW
- ii. Garantia física = 100 MW
- iii. Nível de contratação = 100% contratada
- iv. Preço médio de venda em contratos = R\$ 87,00 por MWh
- v. Investimento inicial = R\$ 2,5 Milhões por MW instalado
- vi. Período analisado¹⁰ = Jan/2003 até Dez/2012

Algoritmo de formação da receita do gerador para cada mês utilizado para determinação do VPL e do fluxo de caixa mês a mês:

- a. Se GSF for menor que “um” no mês analisado então:

Receita no mês = (Preço Médio de Venda x Nível de Contratação x Garantia Física x n° de horas no mês¹¹ x Fator de Perdas Elétricas) + [(Garantia Física x GSF – Nível de Contratação x Garantia Física x Fator de Perdas Elétricas) x PLD x n° de horas do mês]

- b. Do contrário, ou seja, se o GSF for maior que “um”:

(Preço de Venda x Nível de Contratação x Garantia Física x n° de horas no mês x Fator de Perdas Elétricas) + (GSF x Garantia Física x PLD x n° de horas do mês x Fator de Perdas Elétricas)

Essa receita ainda deve ser abatida dos custos de operação, além dos encargos setoriais da estabelecidos para fins desta análise em R\$ 47,00 por MWh, resultando nos dados da tabela a seguir.

¹⁰ Dados da tabela 14 e curva da figura 34 desta dissertação.

¹¹ Os valores em MW médios tem de ser convertidos em MWh pela aplicação do número de horas de cada mês.

Tabela 22 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma Usina Hidroelétrica (A)

VPL:	R\$ 16.688.345,52
Flx.Risco:	R\$ 33.747.808,79
Máx.:	R\$ 18.427.247,36
Mediana:	R\$ 4.407.966,16
Desvio:	R\$ 7.368.295,89

$$\text{IAPSE (A)} = \left(\frac{33.747.808,79}{16.688.345,52 - 0} \right) = 2,022$$

Fonte: Elaborado p. autor com base nas premissas e na formulação propostas no texto.

O gráfico abaixo exibe os valores resultantes da aplicação do cálculo das receitas em função do GSF, fatores de perdas e do PLD observado no período analisado.

Figura 64 – Receita calculada para uma usina hidroelétrica (A) versus GSF verificado no período

Fonte: Elaborado p. autor.

Para fins analíticos, o efeito do nível de contratação para uma usina com as mesmas características. A energia elétrica descontratada de 20% e 50% da

garantia física da usina (A) é considerada disponível para contratação no curto prazo e, como premissa, foi aplicada uma margem de 10% sobre o valor do PLD do mês com o objetivo de tornar os resultados mais próximos do que de fato ocorre nas condições normais de mercado, segundo Silva (2012). Um gerador que decide por não contratar sua garantia física em contratos de longo prazo pode, havendo este espaço, contratar a energia elétrica no curto prazo, aplicando um ágio sobre o PLD calculado no mês.

Tabela 23 – Variação do IAPSE em relação a diferentes níveis de contratação

Nível de contratação	100%	80%	50%
VPL	16.688.345,52	21.143.100,59	27.825.233,20
Flx. Risco	33.747.808,79	19.648.658,94	318.253,98
IAPSE	2,022	0,929	0,0114

Fonte: Elaborado p. autor.

Desta forma, conclui-se da análise sobre os dados históricos que teria sido mais vantajoso para o empreendedor, ao longo de uma série de dez anos, deixar uma parte de sua garantia física descontratada para negociação no curto prazo, aproveitando-se da volatilidade do PLD e aplicando um ágio mensal de 10% sobre o valor do PLD. O IAPSE teria sido menor.

O gráfico da figura seguinte representa os resultados mensais da receita calculada versus o PLD de cada mês. Neste gráfico é possível concluir a influência dos picos de preços no fluxo de caixa do gerador em Janeiro de 2008 e nos últimos meses de 2012 (cenário de PLD alto e GSF menor que “um”).

Figura 65 – Receita calculada para uma usina hidrolétrica (A) versus PLD verificado no período

Fonte: Elaborado p. autor.

A aplicação do IPASE para avaliação de portfólios, porém, depende da variação da composição de ativos para que se possa avaliar a variação do indicador para fins comparativos.

Considerando uma usina hidrolétrica (B) com características semelhantes à usina (A):

- i. Capacidade Instalada = 120MW
- ii. Garantia física = 100 MW
- iii. Nível de contratação = 50% contratada
- iv. Preço médio de venda = R\$ 87,00 por MWh
- v. Investimento = R\$ 2,5 Milhões por MW instalado
- vi. Período analisado – Jan/2003 até Dez/2012

A combinação de (A) e (B), portanto teria como resultado um IAPSE menor, o que representa um portfólio com maior sinergia entre os ativos componentes.

Tabela 24 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma Usina Hidroelétrica (A)+(B)

VPL (A) + (B): R\$ 44.513.578,72
Flx. Risco: R\$ 32.247.742,94
Máx.: R\$ 41.511.126,80
Desvio: R\$ 12.139.817,14

$$IAPSE (A)+(B) = \left(\frac{32.247.742,94}{44.513.578,72 - 16.688.345,52} \right) = 1,159$$

Fonte: Elaborado p. autor.

O gráfico seguinte representa os resultados da combinação destes dois ativos em um portfólio, variando apenas a quantidade contratada entre duas fontes de mesma natureza.

Figura 66 – Receita calculada para uma usina hidroelétrica (A) + (B) versus PLD verificado no período

Fonte: Elaborado p. autor.

A comparação entre os dois indicadores IAPSE (A) e IAPSE (A)+(B) demonstra que a combinação das duas usinas em um arranjo reduz a exposição do conjunto e, nestes termos, melhora a relação entre o VPL e o fluxo de caixa em risco desta disposição.

Considerando uma usina hidroelétrica (A') para a análise do efeito da aplicação do fator de perdas no cálculo do IAPSE com as seguintes características:

- i. Capacidade Instalada = 120MW
- ii. Garantia física = 100 MW
- iii. Nível de contratação = 100% contratada
- iv. Preço médio de venda = R\$ 87,00 por MWh
- v. Investimento = R\$ 2,5 Milhões por MW instalado

* Não conectada no sistema de transmissão interligado e portanto, sem a aplicação dos fatores de perdas sobre a garantia física disponível para contratação:

Tabela 25 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma Usina Hidroelétrica (A')

VPL:	R\$ 25.352.277,03
Flx.Risco:	R\$ 34.406.180,71
Máx.:	R\$ 18.587.605,76
Mediana:	R\$ 4.550.920,21
Desvio:	R\$ 7.467.476,25

$$\text{IAPSE (A')} = \left(\frac{34.406.180,71}{25.352.277,03 - 0} \right) = 1,357$$

Fonte: Elaborado p. autor.

A conclusão é que o efeito da alocação do rateio de perdas na Rede Básica para uma usina hidroelétrica no período de dados considerado é de 32,89%, partindo de um IAPSE de 2,022 para 1,357.

5.6 CENÁRIO 1 – ARRANJO PARA FONTES DISTINTAS

Para a construção deste cenário com fontes distintas, este estudo parte da análise individual de um parque eólico (E) que considera a maior probabilidade de geração concentrada no segundo semestre de cada ano, desde o mês de Janeiro de 2003. O teste da hipótese será feito com base nas seguintes características para a fonte eólica:

- i. Capacidade Instalada = 80 MW
- ii. Garantia física = 50 MW
- iii. Nível de contratação = 100% contratada
- iv. Preço médio de venda = R\$ 100,00 por MWh
- v. Investimento = R\$ 1,2 Milhões por MW instalado
- vi. Período analisado = Jan/2003 até Dez/2012

* O parque eólico deste cenário de teste da hipótese não está conectado diretamente no sistema de transmissão, portanto não recebe a aplicação dos fatores de perdas.

O gráfico a seguir representa a geração estimada de energia elétrica ao longo do período de Janeiro de 2003 até Dezembro de 2012 a qual será aplicada a formulação algébrica para determinação da receita mensal utilizada para o cálculo do IAPSE em relação às fontes hidráulicas do caso base.

Figura 67 – Geração estimada de um parque eólico com 80MW de capacidade instalada e maior probabilidade de geração de energia no segundo semestre

Fonte: Elaborado p. autor com base em um conjunto de dados sintéticos gerados pela ferramenta Excel® da Microsoft.

O algoritmo de formação da receita do gerador eólico considera basicamente os contratos firmados em função da garantia física estabelecida para o parque eólico, acrescido do chamado efeito da geração, estabelecido a partir das regras da CCEE (2013a).

- a. $\text{Receita} = (\text{Preço de Venda} \times \text{Nível de Contratação} \times \text{Garantia Física} \times \text{n}^\circ \text{ de horas no mês}) + \text{Efeito da Geração}$
- b. Efeito da geração:
 - Caso a geração verificada seja inferior ao contrato:
 $\{(\text{Contrato} - \text{Geração}) \times \text{PLD}\} \times \text{n}^\circ \text{ de horas do mês}$
 - Caso a geração verificada seja superior ao contrato:
 $\{(\text{Geração} - \text{Contrato}) \times \text{PLD}\} \times \text{n}^\circ \text{ de horas do mês}$

Essa receita também deve ser abatida dos custos de operação e manutenção, além dos encargos setoriais estimados para fins desta análise em R\$ 50,00 por MWh,

resultando em um IAPSE menor que “um”, de 0,714. Este resultado é menor que o IAPSE de uma usina hidráulica totalmente contratada, observada na seção anterior. Este resultado indica, a partir da compreensão da formulação do IAPSE, que a fonte eólica totalmente contratada é menos exposta aos riscos regulatórios que uma usina hidráulica que sofre os efeitos do MRE. Pelo menos de acordo com os cenários construídos para análise sob um conjunto conhecido de dados obtidos da operação do mercado.

Tabela 26 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para um parque eólico

VPL	R\$ 16.873.228,17
Flx. Risco	R\$ 12.046.208,16
Máx.	R\$ 1.860.000,00
Mediana	R\$ 1.800.000,00
Desvio	R\$ 1.525.173,21

$$\text{IAPSE (E)} = \left(\frac{12.046.208,16}{16.873.228,17 - 0} \right) = 0,714$$

Fonte: Elaborado p. autor.

A combinação das usinas hidráulicas (A) e (B) determinadas na seção anterior com os dados obtidos a partir do cenário totalmente contratado do parque eólico (E) apresentam também um resultado de IAPSE maior, em 2,625.

Tabela 27 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para um parque eólico combinado com as usinas (A) e (B)

VPL	R\$ 61.386.806,90
Flx. Risco	R\$ 44.293.951,10
Máx.	R\$ 43.371.126,80
Desvio	R\$ 12.268.782,18

$$\text{IAPSE (A+B) + (E)} = \left(\frac{44.293.951,10}{61.386.806,90 - 44.513.578,72} \right) = 2,625$$

Fonte: Elaborado p. autor.

Este resultado representa um aumento da ordem de 126,49% do IAPSE em sentido contrário ao benefício inicialmente esperado. Em outras palavras, a adição de um parque eólico, nas condições apresentadas acima, piora a avaliação original do portfólio aplicando o conceito do IAPSE da forma como proposta neste estudo.

A piora na avaliação original decorre do pequeno acréscimo do VPL ao portfólio em relação ao fluxo de caixa exposto no período considerando o arranjo de fontes deste cenário. Entretanto, aplicando a lógica reversa nas equações para determinação do VPL e do IAPSE, é possível calcular quais as características de um parque gerador eólico para que o IAPSE tivesse um resultado menor, representando um ganho na comparação com o caso base, caso adicionado este ativo no portfólio.

Desta forma, um parque eólico com as seguintes características:

- i. Capacidade Instalada = 240 MW
- ii. Garantia física = 150 MW
- iii. Nível de contratação = 100% contratada
- iv. Preço médio de venda = R\$ 100,00 por MWh

Mantido o mesmo perfil de geração observado na análise anterior para o parque eólico sob as características acima teríamos uma variação de VPL suficiente para apresentar uma valorização ao índice IAPSE de 1,351.

Tabela 28 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para um parque eólico capaz de oferecer um ganho ao portfolio de usinas (A) + (B)

VPL = R\$ 50.619.684,51
Flx. Risco = R\$ 36.138.624,48
Máx. = R\$ 5.580.000,00
Mediana = R\$ 5.400.000,00
Desvio = R\$ 4.575.519,64

$\text{IAPSE (A+B) + (E')} = \left(\frac{68.386.367,42}{95.133.263,24 - 44.513.578,72} \right) = 1,351$
--

Fonte: Elaborado p. autor.

Em uma última análise, será aplicado neste estudo o conceito do IAPSE, ou seja, do novo fluxo de caixa em risco de exposição versus a variação do VPL com o acréscimo de um novo projeto de geração, na comparação de uma usina térmica (T) sobre o caso base, com as seguintes características:

- i. Garantia Física: 50MW
- ii. Custo Incremental: R\$ 80 por MWh
- iii. Totalmente contratada em ACR ao preço médio de R\$ 133,00 por MWh
- iv. Investimento: R\$ 220 Milhões
- v. Custo operacional + Encargos: R\$ 50 por MWh

Nestas condições, sempre que o PLD estiver maior que os R\$ 80 por MWh, por construção do cenário ao longo do histórico desde Janeiro de 2003, a usina gera toda a capacidade instalada, do contrário, a usina compra a diferença entre a energia elétrica contratada e a garantia física ao PLD.

A adição de uma usina termoeletrica representando uma redução da ordem de 73,54% no IAPSE do caso base, em que considera uma usina hidráulica é importante avaliar as premissas contempladas. No caso da usina termoeletrica, o

fluxo de caixa em risco é zero porque as condições contratuais cobrem os períodos em que a usina permanece desligada.

Tabela 29 – Resultados da Análise do Indicador de Portfolio para uma usina termoeletrica adicionada ao caso base

$VPL = R\$ 27.947.049,48$
Flx.Risco = ZERO para as premissas adotadas
$IAPSE (A) + (T) = \left(\frac{14.945.068,79}{44.635.395,01 - 16.688.345,52} \right) = 0,535$
$IAPSE (A) = \left(\frac{33.747.808,79}{16.688.345,52 - 0} \right) = 2,022$

Fonte: Elaborado p. autor.

Sendo assim, o efeito da adição da usina termoeletrica sobre a composição da carteira sempre provoca o efeito de redução das exposições em função do fluxo de caixa. Porém, em cenários mais realistas, é importante considerar outros fatores técnicos da operação destas usinas na composição das premissas utilizadas para o cálculo das receitas, que não é o objeto deste estudo.

5.7 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

Como esperado, a aplicação do indicador IAPSE permite a comparação entre projetos de diferentes fontes combinados na forma de portfolio. Os resultados obtidos a partir da composição dos cenários e dos dados históricos observados mês a mês desde 2003 possibilita a avaliação do ganho ou perda na percepção da exposição ao risco segundo os critérios escolhidos e mapeados ao longo deste estudo. A tabela a seguir compendia os resultados obtidos para o IAPSE dos cenários apresentados ao longo deste capítulo com o objetivo de ratificar estas conclusões.

Tabela 30 – Resumo da aplicação do IAPSE em diferentes cenários

Usina	IAPSE
(A) UHE de 120 MW	2,022
(A)+(B) Duas UHE de 120MW	1,159
(A') UHE de 120 fora da Rede Básica	1,357
(E) EOL de 80 MW	0,714
(A+B) + (E)	2,625
(A+B) + (E')	1,351
(A) + (T) Térmica de 50MW	0,535

Fonte: Elaborado p. autor.

O que se observa a partir do tratamento dos dados e formulações algébricas para determinação dos resultados obtidos é que o nível da contratação da garantia física dos empreendimentos simulados é fator determinante para a sinergia entre os diferentes ativos combinados.

Quanto maior o nível de contratação utilizado nas simulações, menor a sinergia possível ou, em outras palavras, menor é a influência das características de cada fonte na valoração do portfólio. Essa conclusão é bastante relacionada com a própria escolha do modelo regulatório adotado no Brasil desde a criação dos ambientes de contratação de energia elétrica e da lógica da formação de preços estudada nos capítulos anteriores.

Os instrumentos regulatórios e os mecanismos existentes no Brasil são elaborados de forma a incentivar cada fonte de energia nas suas particularidades, o MRE para as hidráulicas e os contratos por disponibilidade para as usinas não hidráulicas, como as usinas térmicas, por exemplo. Este mesmo modelo, no entanto, conforme observado neste capítulo limita o ganho de sinergia entre uma fonte e outra, pelo menos dentro deste conceito proposto para avaliação de portfólios de ativos de geração, o IAPSE.

Uma usina eólica sem garantia física associada, por exemplo, possui sua receita associada à venda de energia elétrica contratada e sua geração verificada, esta última associada à grande imprevisibilidade dos ventos.

Em uma classificação tradicional importada do universo das finanças e da Teoria de Portfólios presente em Awerbuch e Berger (2003), seria classificada provavelmente como de alto risco, tal como um ativo de renda variável. Porém, uma usina eólica com garantia física associada independe diretamente da energia elétrica gerada e obtém sua receita exclusivamente da contratação por disponibilidade do ACR. Sob este aspecto, um empreendimento eólico com estas características teria sua renda ligada exclusivamente à vigência de seus contratos e poderia ser caracterizada como um ativo de renda fixa.

Um ativo de geração hidráulica participante de um mecanismo de compensação de risco hidrológico, o MRE, poderia se situar em um patamar mais “seguro” em relação à variação de suas receitas, mesmo sofrendo o efeito do deslocamento proveniente das condições dos reservatórios, do despacho térmico e das regras em vigor. Nestes termos, por hipótese, um ativo de geração hidráulica seria classificado de forma semelhante a um ativo de renda “fixa” proporcional ao volume de garantia física associado com uma parcela “variável” advinda do índice GSF, que, como analisado nos capítulos anteriores, pode comprometer a receita “fixa” e exigir um “hedge hidrológico”.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este estudo teve por objetivo principal avaliar o grau de sinergia entre ativos de geração de energia elétrica em um portfólio, sob o conjunto de regras de mercado aplicadas ao setor elétrico brasileiro. O estudo partiu do mapeamento dos principais componentes de risco para os geradores de energia elétrica no Brasil no contexto do modelo setorial e desenvolveu uma métrica capaz de fornecer um parâmetro de comparação entre diferentes arranjos de usinas de geração de energia elétrica como em uma carteira de ativos, inspirada na Teoria de Portfólios de Markowitz de 1952.

Para a realização deste objetivo, o trabalho foi subdividido em cinco capítulos. Conforme visto, o capítulo 2 apresentou os pilares do modelo setorial vigente em relação à comercialização de energia elétrica no Brasil, a partir das privatizações ocorridas no final do século passado. Discorreu, também, acerca dos mecanismos existentes para a formação dos preços deste mercado, quais sejam os modelos NEWAVE e DECOMP. Nesse capítulo foi possível compreender a lógica de formação da instrução de despacho para produção de energia elétrica pelo Operador Nacional do Sistema e seu papel voltado a preservar o suprimento de energia dentro de um horizonte de tempo, a partir das diferentes fontes de energia que compõem a matriz elétrica brasileira.

Ainda no capítulo 2, foi possível constatar que em um cenário de crescente inserção da oferta de energia a partir de fontes intermitentes, a exemplo da fonte de energia eólica, a operação do sistema tende a se tornar cada vez mais complexa e volátil. Conforme visto, isto decorre da dependência dos ventos para produção de energia elétrica, que por sua vez é alheia à vontade do operador do sistema.

De acordo com os instrumentos existentes para formação dos preços de energia no Brasil, os custos associados a este citado aumento no grau de complexidade da

operação do sistema são refletidos diretamente nos encargos e nos preços da energia elétrica produzida e consumida pelos agentes do mercado. Constatou-se, por fim, que esta lógica poderia ter sido incorporada aos modelos de planejamento e gestão dos ativos para garantir sua maior eficácia.

Em seguida, no capítulo 3, foram detalhados os mecanismos para formação da receita dos geradores de energia elétrica no modelo brasileiro então vigente. Conforme visto, tal receita incorpora a contabilização da energia elétrica não contratada, de acordo com as regras da CCEE homologadas pela ANEEL. Estes mecanismos mostraram-se fundamentais para a simulação do comportamento de cada fonte de geração de energia elétrica de acordo com as regras setoriais e, assim, tornar possível a avaliação do grau de sinergia entre cada uma dessas fontes, conforme o objetivo principal deste estudo.

No levantamento dos riscos associados às fontes de geração de energia elétrica realizado no capítulo 4, foram exibidas as informações sobre a configuração da matriz elétrica brasileira em relação às fontes hidráulicas e não-hidráulicas, bem como a algumas de suas características principais. Dentre tais características analisou-se a declarada complementariedade entre as gerações hidráulica e eólica, esta última apresentando um crescimento significativo na participação da matriz elétrica brasileira desde 2009. Esta sinergia, sob o ponto de vista físico, mostrou-se bastante provável dentro do horizonte de tempo avaliado e desde que respeitadas as escalas de oferta hidráulicas e eólicas disponíveis na matriz elétrica. Porém, como analisado, o modelo setorial falha em apreciar esta complementariedade como um instrumento indutor de investimentos na forma de um portfólio diversificado de diferentes fontes, como inclusive demonstram os testes da hipótese realizados no capítulo 5 deste estudo.

Adicionalmente, ainda no capítulo 4 também foi realizada uma análise dos principais parâmetros necessários para a determinação das exposições aos riscos de mercado e aos cenários verificados desde Janeiro de 2003 no Brasil. O foco dessa análise concentrou-se, principalmente, sobre os parâmetros de preço de

liquidação de diferenças (PLD) e o parâmetro de ajuste do MRE (GSF), utilizados para a avaliação dos portfólios de diferentes configurações de fontes, realizados no capítulo 5 que responde ao tema central desta dissertação.

Dentre os componentes de risco mapeados destacaram-se, para o efeito da formação das políticas de despacho das usinas pelo ONS, os modelos utilizados para a definição dos cenários de oferta e demanda. Estes modelos, ao final da análise, mostraram-se determinantes para a formação dos preços da energia elétrica no curto e no longo prazos, que, por sua vez, compõem a receita dos geradores e os retornos esperados dos seus investidores.

Da análise realizada concluiu-se que os parâmetros utilizados para a determinação das funções objetivo e, por fim, da política de operação do SIN, devem sempre ser objeto de constante atenção pelos agentes do setor, assim como pelo órgão regulador e pelo próprio ONS, dado seu impacto nos resultados almejados. Os efeitos decorrentes da aplicação da sistemática vigente se refletem tanto no GSF como no PLD, e em menor grau nos fatores de perdas do SIN.

Foi possível avaliar, finalmente no capítulo 5, o grau de sinergia entre projetos de geração a partir da utilização de um índice proposto aqui denominado como “IAPSE” (Índice de Avaliação de Portfólio do Setor Elétrico). Tal índice é formado a partir da análise dos fluxos de caixa em risco sobre a variação do VPL de diferentes projetos combinados em diferentes arranjos de ativos de geração, sujeitos às regras e condições de contorno observadas ao longo de um horizonte de dez anos, a partir dos dados observados desde Janeiro de 2003 até Dezembro de 2012. Esta análise constatou que a sinergia desejada entre as fontes de geração de energia elétrica fica restrita à exposição de cada fonte ao mercado de curto prazo na medida em que este arranjo setorial se baseia na contratação de energia elétrica de longo prazo, com regras particulares atribuídas pelo poder concedente a cada fonte. Além disto, o mercado de curto prazo é, por natureza, extremamente volátil como visto e representa uma pequena parcela do potencial elétrico

brasileiro, o que desfavorece o virtual ganho de sinergia para a formação de portfólios diversificados em termos de diferentes fontes de geração elétrica.

Como sugestões de futuros trabalhos associados a questões que poderiam ser ainda exploradas sobre este mesmo tema, destacam-se: (i) a compreensão dos níveis de contratação ótimos para proporcionar uma maior sinergia entre as diferentes fontes de geração, além de (ii) a projeção de diferentes cenários futuros de mercado sob distintas condições de contorno tais como a predominância de usinas térmicas na matriz, a retomada, nos leilões federais, da presença de usinas hidroelétricas com grandes reservatórios plurianuais; e (iii) a análise de impactos decorrentes de mudanças nos modelos de formação de preços.

Outra recomendação para a evolução desta análise que se apresenta sob o ponto de vista do investidor poderia, sob outro prisma, contemplar a inserção do planejador do sistema, papel hoje desempenhado pela EPE no que se refere à expansão do sistema a partir de diferentes fontes de energia. Em detalhe, esse estudo poderia focar a análise no planejamento da expansão do sistema e responder qual seria o número ótimo de projetos térmicos e eólicos em um processo de licitação, por exemplo, em relação aos projetos hidráulicos ofertados, de forma a maximizar a sinergia entre as fontes, tanto sob o ponto de vista técnico como do ponto de vista econômico, minimizando o custo da energia elétrica no futuro para a sociedade.

Conforme discutido ao fim do capítulo 4, são possíveis arranjos para mitigar os riscos causados aos geradores eólicos, em função da disponibilidade de vento, por exemplo. Nesse contexto, observa-se que o conceito de realocação de energia elétrica (MRE) para mitigar riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado, utilizado desde 2000, também poderia ser adaptado para os parques eólicos atualmente em operação. Tal mecanismo, adaptado ao modelo de produção de energia eólica e suas características, permitiria a estes geradores o acesso a um mercado maior em função da capacidade de absorção de um maior grau de risco de portfólio.

Em relação à metodologia apresentada, recomendam-se estudos futuros a aplicação de cenários sintéticos de dados, além das séries históricas submetidas para teste da hipótese, de forma a enriquecer as possibilidades do indicador de avaliação de portfólios para o setor elétrico aqui sugerido. Esta proposta de aplicação em um estudo mais aprofundado seguramente resultaria no aperfeiçoamento do algoritmo desenvolvido e em uma melhor exploração do potencial de análise da combinação destes dois conceitos já existentes – de fluxo de caixa em risco e do VPL.

Outra sugestão na linha de trabalhos futuros seria conduzir um novo estudo incorporando os riscos de construção e os diferentes tempos de maturação dos projetos na análise. O presente estudo propositadamente descartou estas premissas para dar ênfase aos efeitos da regulação e do arranjo setorial em vigor. A consideração destes riscos, porém, é fundamental para determinar efetivamente como as fontes de geração podem ser combinadas em uma carteira.

Por fim, constatou-se que a formação das políticas públicas e o estabelecimento das diretrizes para a regulação por incentivos tendem a trazer ganhos importantes se considerarem a sinergia entre as diferentes fontes de energia elétrica disponíveis no país. Assim, essa visão de portfólio poderia de ser incorporada na concepção dos leilões que hoje estimulam a competição de fontes naturalmente complementares. Na forma como o modelo se apresenta, as fontes de diferentes naturezas competem entre si e não há considerações sobre os ganhos com a complementação. A medida que as fontes buscam a contratação da sua energia, seja no ACL, como no ACR, elas perdem a capacidade de sinergia entre si em relação ao mercado, como analisado no capítulo 5.

Neste sentido, a recomendação final e talvez a mais relevante, corresponde à busca por um modelo que permita às diferentes fontes atuarem de modo cooperativo na expansão (e não mais competitivo), em nome do aumento dos

níveis de produtividade da indústria brasileira, obtido por meio da manutenção da expansão da oferta.

REFERÊNCIAS

_____. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 376, DE 25 DE AGOSTO DE 2009 Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre, e dá outras providências. (2009).

_____. ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 551, DE 14 DE MAIO DE 2013. Aprova a alteração das Regras de Comercialização de Energia Elétrica para atender ao disposto na Resolução nº 3, de 6 de março de 2013, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. (2013).

_____. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 30 jul. 2004 – Edição Extra. (2004b).

_____. Lei nº 10848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 16 mar. 2004. (2004a).

_____. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4o e 5o da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. (2004c).

_____. Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, e dá outras providências. (2008).

_____. Portaria nº 463, de 03 de dezembro de 2009. Ministério de Minas e Energia - MME (2013a).

_____. Portaria nº 342, de 03 de outubro de 2013. Ministério de Minas e Energia - MME (2013b).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. *Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 15 de abril de 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. *Audiências e Consultas Públicas*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 8 de novembro de 2013 (2013c).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. Nota Técnica nº154/2013-SRT/ANEEL - *Estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST para o ciclo 2013-2014 Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT*. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. Nota Técnica nº 068/2012-SRG/ANEEL - *Definição de parâmetros regulatórios associados à aprovação de projetos básicos de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente*. 2012.

ABREU, Y. *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas*. PPGE/IEE, São Paulo, 1999.

ALISHAHI, E., MOGHADDAM, M. P., SHEIKH-EL-ESLAMI, M. *An investigation on the impacts of regulatory interventions on wind power expansion in generation planning*. Energy Policy 39, 2011.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S., JOHN, V. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. Cambridge, Mass., The MIT Press, 1994.

ATLAS Solarimétrico do Brasil. Recife : Editora Universitária da UFPE, 2000.

AWERBUCH, S.; BERGER, M. *Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making* Working Paper EET/2003/03, International Energy Agency, Paris, 2003.

BARROSO, L.A.; FLACH, B., BEZERRA, B. *Mecanismos de mercado para viabilizar a suficiência e eficiência na expansão da oferta e garantir o suprimento de eletricidade na segunda “onda” de reformas nos mercados elétricos da América Latina*, Capítulo 6 do livro do Comitê de Estudos C5 do Cigré Brasil 2011. (2011a).

BARROSO, L.A. Nota Técnica PSR “*Metodologia para determinação da capacidade estrutural de suprimento de energia*”, disponível em www.psr-inc.com, seção “publicações” PSR – Market Report – Edição 55 - Julho, 2011. (2011b).

BRANDÃO, L. G. L. *Análise de Risco em Novos Empreendimentos Considerando o Índice de Custo Benefício*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Publicação PPGENE.DM – 404/09. Unb. Brasília, DF. 2009.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado, 1988.

CBIE. *Retrospectiva 2011 de Energia Elétrica*. Palestra realizada em 20/12/2011. Coordenação: Adriano Pires. Centro Brasileiro de Infra Estrutura (CBIE). Dezembro de 2011.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. <http://ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/informacoesmercado?> *InfoMercado* – Dezembro de 2012.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. <http://ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/informacoesmercado?> *InfoMercado* – agosto de 2013.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Módulo de Regras – Balanço Energético*. Cadernos Vermelhos 2013.0.0 (2013a).

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Módulo de Regras – Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)*. Cadernos Vermelhos 2013.1.0 (2013c).

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Módulo de Regras – Medição Contábil*. Cadernos Vermelhos 2013.3.0 (2013d).

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Módulo de Regras – Contratação de Energia de Reserva*. Cadernos Azuis 2013.3.0 (2013e).

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Módulo de Regras – MCSD*. Cadernos Azuis 2013.3.0 (2013f)

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Relatórios DRI – CliqCCEE – Resultados da Contabilização*: acesso em 22 de novembro de 2012.

CHADE, J. *Inserção da Energia Eólica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro*. PIPGE/IEE, São Paulo, 2011.

CISNEIROS, S. J. N. *Impactos das Características das Novas Fontes de Energia*, *Revista O Setor Elétrico*, Ano 7, Edição 73, Fevereiro 2012.

COSTA, L. http://www.jornaldaenergia.com.br/ler_noticia.php?id_noticia=10026&id_tipo=3&id_secao=9: Acesso em 25 de maio de 2012.

COSTELLO, K. *Diversity of Generation Technologies: Implications for Decision-Making and Public Policy*. The Electricity Journal, v. 20, n.5, p. 10-21, Junho 2007.

CRUZ, A.J. *Metodologia para determinação do valor de empresas de biocombustíveis* Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo - Brasil. 2007.

DUTRA, R. *Energia Eólica, Princípios e Tecnologias - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica*. Sérgio de Salvo Brito – Publicação do CRESESB / CEPEL, 2002.

DUTRA, R.M.; SZKLO, A.S.; *Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods*; Pergamon; 2008.

EIA. <<http://www.eia.gov/>> Óleo combustível No. 2 preço spot FOB porto de Nova York US Energy Information Administration: Acesso em 12 de agosto de 2013.

EILPERIN, J. *The clean tech meltdown* – Wired Magazine, Fevereiro, 2012.

ELTON, E.J., GRUBER, M.J., BROWN, S.J. e GOETZMAN, W.N., *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*, John Wiley & Sons, ISBN 0-471-23854-6, 2003.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE) - Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020, 2011.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE) - Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2021, 2012.

EMPRESA DE PESQUISAS ENERGÉTICAS (EPE) - Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2022, 2013.

FARIA C. S. *Coletânea das Análises Regulatórias Excelência Energética*. Synergia Editora, 2010.

FEITOSA, E. A. N. et al. *Panorama do Potencial Eólico no Brasil*. Brasília: Dupligráfica, 2003.

GARRÁN, F.T. *Metodologias em uso no Brasil para determinação do custo de capital próprio para avaliação de ativos por fluxo de caixa descontado*. 2006. 176 p. 67 Dissertação (Mestrado em Administração) – Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

GWEC – *Global Wind 2010 Report* - Global Wind Energy Council, 2010.

GRANDIN, F. *Expansão em Risco*, Revista Brasil Energia, nº 377, Ano 31 – Abril 2012.

GRANDIN, F. *Vento Dobrado em 2012*, Revista Brasil Energia, n° 375, Ano 30 – Fevereiro 2012.

HOLBURN, G. *Assessing and managing regulatory risk in renewable energy: Contrasts between Canada and the USA*. Energy Policy 45, 2012.

HUBBARD, D. *How to Measure Anything: Finding the Value of Intangibles in Business*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons. ISBN 978-0-470-11012-6, 2007.

PORTAL PCH <<http://www.portalpch.com.br/index.php/noticias-e-opniao/noticias-pch-s>>/: Acesso em 10 de setembro de 2013.

HUNT, S. *Making Competition Work in Electricity*, Wiley Finance, 2002.

INDEX MUNDI <<http://www.indexmundi.com/pt/pre%C3%A7os-de-mercado/>>
Natural Gas, Natural Gas spot price at the Henry Hub terminal in Louisiana, E.U. dólares por milhão de BTU: acesso em 10 de novembro de 2013.

JERMAKYAN, M. *Risk Management A Modern Perspective*, Elsevier Inc., 2006.

KELMAN, J. *Desafios do Regulador*, 2ª Edição - Synergia Editora, 2009.

LEITE, A. D. *A Energia do Brasil*, Editora Campus, Elsevier – Rio de Janeiro, 2007.

LEME, H. F. *Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidades* / Henrique Leme Felizatti – Campinas, [S. P. :s.n], 2008.

LIMA, R. *Caminhos para a energia eólica competitiva*. Canal Energia. Rio de Janeiro, 2009.

MELLO, A. O. P. B. *Os investimentos no Setor Elétrico. Dissertação de Mestrado em Engenharia para Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2008.

MENDES, A. *O peso e os gargalos da eólica*. Tribuna do Norte. Natal, 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia, *Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico*, Julho, 2003.

MOODY'S - Breezing Past P50 - *A High Level Look Back Analysis on US Wind Production Forecasts*, Moody's Investor Services, Setembro 2010.

MONTANO, P. F. *O uso de contratos derivativos como instrumentos de gestão de risco na indústria de energia elétrica*. Monografia (Bacharelado) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004.

NEWMAN, M. E. J.; BARKEMA, G. T. *Monte Carlo Methods in Statistical Physics*. Oxford University Press, EUA. Abril 1999

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). *Resultados da Operação*. Disponível em <http://www.ons.org.br/home/>. Acesso em 25/05/2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). *IPDO – Planejamento Diário da Operação*. Disponível em <http://www.ons.org.br/home/>. Acesso em 12/10/2013.

PEMBERTON JÚNIOR, Theodore O. *Modelando o preço spot de energia elétrica no Brasil: um modelo estocástico com reversão à média, mudança de regime markoviano e difusão com saltos*. Tese (Mestrado Profissional), Faculdade Ibmecc de São Paulo. São Paulo, 2006.

PINTO, L., SZCZUPAK J. e SICA D. Overcoming renewable energy climatological risks: the hydroeolic pool. EEEIC 2012.

PUTERMAN, P. *Geração de Eletricidade Sustentável e Aquecimento Global*. Sykué Bioenergia, Edição Especial para o ENASE 2008.

REGO, E. E., PARENTE, V. *Energia Elétrica e Políticas Públicas: O Caso das Usinas Hidrelétricas Botox nos Leilões de Energia*. Planejamento e Políticas Públicas (IPEA), v. 31, p. 129-159, 2008.

REGO, E. E., PARENTE, V. *Brazilian experience in electricity auctions: Comparing outcomes from new and old energy auctions as well as the application of the hybrid Anglo-Dutch design*. Energy Policy, 2013.

ROCHA, F. A. *Temas Relevantes no Direito de Energia Elétrica*. Synergia Editora, 2012.

SCHUYLER, J. *Risk and Decision Analysis in Projects*. Segunda Edição, Project Management Institute, 2001.

SENER, A. C. *Redefining Renewable Portfolio Standards: The Value of Installed Renewable Capacity*. The Electricity Journal, Dezembro, 2010.

SILVA, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Florianópolis, SC – Brasil. Edição do Autor - 2ª Edição, 2012

STOFT, S. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, 2002.

SUSTERAS G.L., D. S. R., CHAVES J.R.A., SUSTERAS A.C.V.J., “*Attracting Wind Generators to the Wholesale Market by Mitigating Individual Exposure to Intermittent Outputs: an Adaptation of the Brazilian Experience with Hydro Generation*”, 8th International Conference on European Energy Markets, IEEE CEE, 2011.

TENDÊNCIAS, Setor Elétrico Brasileiro – *Cenários de Crescimento e Requisitos para a Retomada de Investimentos* – Tendências Consultoria Integrada – 2ª Edição, Dezembro, 2003.

WELLER, C. E., FIELDS, J. *Not Again The Summer Vacation Gas Price Roller Coaster on the Move Again Why Energy Price Volatility Hurts Families, Businesses, and the Economy* - (CAP) Center for American Progress Christian E. Weller and Jaryn Fields, 2011.

YOUNG, W. EZEKIEL, U. *Finding Profitable Wind Farms*, Bloomberg Markets Magazine, Dezembro, 2011.

ZUBELDIA, A. M., ZABALDA, L. M., ZUBIAURRE, M. Z. *El modelo de Markowitz en la gestión de carteras*, Universidad del País Vasco-Euskal Herriko Unibertsitatea, 2002.

ZANFELICE, F. R. *Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica* – Unicamp. Campinas, SP: [s.n.], 2007.

APÊNDICE A

Entidades Governamentais e Regulatórias do Setor Elétrico Brasileiro

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é o órgão do setor energético do Governo Federal, atuando como Poder Concedente em nome do governo federal, e tem como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes que nortearão a regulamentação do setor. Com a promulgação da Lei 10.848 de 2004, o MME assumiu algumas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a responsabilidade pela outorga de concessões, assim como a definição das normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A ANEEL é responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro, considerada uma autarquia federal autônoma. Hoje, principais responsabilidades da ANEEL são (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo poder concedente e pelo MME. Incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia,

incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

Em 1997 foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da política nacional de energia. Este conselho é coordenado pelo MME e sua finalidade consiste em garantir o fornecimento de energia no País com base nos recursos energéticos existentes.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

A figura do operador nacional do sistema (ONS) foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e agentes da categoria consumo. O papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado (SIN), sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL.

Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; (vi) proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em 2004, o Governo Federal definiu a regulamentação aplicável à CCEE que sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

O papel da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no ACR. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (1) registrar todos os contratos de comercialização de energia no âmbito do SIN, e (2) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo – chamado de mercado de curto prazo ou MCP.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Criada 2004, a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, é uma empresa pública federal, cuja autorização para criação foi concedida por meio do Decreto nº 5.189 de 2004. Suas responsabilidades incluem a condução de pesquisas no setor elétrico com o objetivo de subsidiar o planejamento de ações do MME na constituição das políticas energéticas.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

A Lei 10.848/2004 também autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que atua sob a coordenação do MME. O comitê é responsável pelo monitoramento das condições de oferta de energia elétrica ao sistema, além de propor medidas para restaurar as condições adequadas de atendimento à demanda.