



Rodrigo Flora Calili

**Políticas de Eficiência Energética no Brasil:
uma abordagem em um Ambiente
Econômico sob Incerteza**

Tese de Doutorado

Tese apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio como parte dos requisitos parciais para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Reinaldo Castro Souza

Rio de Janeiro
Setembro de 2013



Rodrigo Flora Calili

Políticas de Eficiência Energética no Brasil: uma abordagem em um Ambiente Econômico sob incerteza

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Reinaldo Castro Souza
Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. André Luís Marques Marcato
UFJF

Prof. José Francisco Moreira Pessanha
UFJF

Dr. Agenor Gomes Pinto Garcia
Consultor Independente

Prof. Leonardo Lima Gomes
Departamento de Administração – PUC-Rio

Prof. Plutarcho Maravilha Lourenço
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Prof. José Eugenio Leal
Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 09 de setembro de 2013

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Rodrigo Flora Calili

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF (2002), Mestrado em Engenharia Elétrica pela PUC-RJ (2005) e Doutorado em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (2013), tendo feito doutorado sanduíche na École de Mines em Paris. Hoje faz pós-doutorado (PNPD/CAPES) no Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade, Inovação e Sustentabilidade.

Ficha Catalográfica

Calili, Rodrigo Flora

Políticas de eficiência energética no Brasil: uma abordagem em um ambiente econômico sob incerteza / Rodrigo Flora Calili ; orientador: Reinaldo Castro Souza – 2013.

185 f. ; 30 cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Investimento evitado. 3. Leilão de eficiência energética. 4. Emissões evitadas de CO₂. I. Souza, Reinaldo Castro. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

*"Quem inventou a distância nunca sofreu
a dor de uma saudade."*

Martha Medeiros

Agradecimentos

São tantas as pessoas contribuíram para que este trabalho chegasse ao fim, que fica até a dúvida se me esqueci de alguém. Caso tenha cometido este pecado, peço minhas sinceras desculpas.

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus amados pais, José Elias e Marilene, por sempre me apoiarem em todas as minhas decisões, mesmo que isto acarretasse em distância, como foi o caso de eu ter estado na França por um ano.

Aos meus irmãos Luiza e Hugo, por sempre estarem ao meu lado mesmo estando longe.

Ao meu avô, Geraldo Flora, talvez a pessoa mais honesta, trabalhadora e generosa que eu conheça, um exemplo a ser seguido, e que merecia mais 90 anos de vida.

À minha, querida tia Eliana, que em todos os momentos difíceis que passei no Rio de Janeiro, sempre esteve disposta a me acolher.

Aos amigos irmãos Jefferson, Regina e Leonardo que sempre estiveram por perto.

Aos meus amigos "franco-brasileiros" Breno, Camila, Bárbara, Mirla, Sônia, Tiago, Kadu e Gerson, que foram minha família enquanto estive em Paris.

Aos amigos Bernardo e Alexandre, que mesmo estando longe (Brasil e Londres), sempre estiveram presentes me apoiando durante este um ano que passei fora do meu país.

Ao meu orientador professor Reinaldo Castro, pelos ensinamentos, confiança, autonomia e oportunidades.

Aos professores Alain Galli e Margaret Armstrong, da École des Mines de Paris, por toda ajuda neste ano que passei em Paris e destreza nas respostas de minhas dúvidas durante estes últimos meses.

Ao professor André Marcato e aos colegas Tales e Rafael por toda ajuda em relação ao software MDDH.

Ao professor Marco Antônio Dias pelas discussões sobre meu tema de tese e por ter me apresentado os professores Alain e Margaret de Paris.

Ao professor Leonardo Lima, por seus ensinamentos e oportunidades dadas depois de minha volta ao Brasil.

Aos colegas e amigos Jacques, Wesley e Flávia, que me ajudaram na obtenção de dados para tese.

Aos professores Roberto Schaeffer e Agenor Garcia pelas discussões em relação aos assuntos relacionados ao Leilão de Eficiência Energética.

Aos colegas Agenor Garcia, Alexandre Szklo, Emerson Salvador, Fernando Perrone, Hoyard Geller, Lucio de Medeiros, Luiz Pinguelli e Roberto Schaeffer, pelas entrevistas concedidas e que em muito apoiaram na obtenção dos resultados desta tese.

À CNPQ, duplamente, pelas bolsas concedidas no Brasil e em Paris, e à PUC-Rio pelo apoio financeiro e oportunidade de formação de excelência.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, pelos ensinamentos e ajuda em todos os momentos durante estes 4 anos de tese.

Resumo

Calili, Rodrigo Flora; Souza, Reinaldo Castro (Orientador). **Políticas de eficiência energética no Brasil: uma abordagem em um ambiente econômico sob incerteza**. Rio de Janeiro, 2013. 185p. Tese de Doutorado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A eficiência energética (EE) terá um papel cada vez mais importante para garantir o futuro das novas gerações. Assim, o objetivo principal deste trabalho é estimar o quanto o PNEf (Plano Nacional de Eficiência Energética), publicado pelo governo brasileiro no final de 2011 irá economizar ao longo dos próximos 5 anos, evitando a construção de usinas de energia adicionais, bem como reduzindo a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. É também objetivo deste trabalho definir as premissas e formular diretrizes para que um possível leilão de eficiência energética seja implantado no Brasil. O custo marginal de operação é calculado no planejamento de médio prazo do despacho para o sistema hidro-térmico brasileiro utilizando Programação Dinâmica Dual Estocástica. Foi incorporado no modelo do despacho hidro-térmico as políticas de eficiência energética de forma estocástica, havendo assim, vários cenários para a demanda de energia elétrica. Demonstrou-se que, mesmo para uma modesta redução do consumo com políticas de eficiência energética (<1% por ano), há uma economia nos próximos 5 anos em torno de R\$ 237 milhões no cenário conservador e R\$ 268 milhões no cenário otimista. Em comparação, a nova usina hidrelétrica Belo Monte irá custar em torno de R\$ 26 bilhões a serem pagos ao longo de um período de 30 anos (ou seja, R\$ 867 milhões em 1 ano). Conclui-se que, políticas de eficiência energética são preferíveis à construção de uma nova usina, mesmo sendo esta de fonte hidráulica.

Palavras-chave

Investimento evitado; leilão de eficiência energética; emissões evitadas de CO₂.

Abstract

Calili, Rodrigo Flora; Souza, Reinaldo Castro (Advisor). **Energy efficiency policies in Brazil: an economic environment under uncertainty approach.** Rio de Janeiro, 2013. 185p. PhD Thesis - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Energy efficiency will play an increasingly important role in future generations. The aim of this work is to estimate how much the PNEf (National Plan for Energy Efficiency) launched by the Brazilian government in 2011 will save over the next 5 years by avoiding the construction of additional power plants, as well as the amount of the CO₂ emission. Besides, it is the aim of this work introduces the premises and guidelines of a possible demand side bidding in Brazil. The marginal operating cost is computed for medium term planning of the dispatching of power plants in the hydro-thermal system using Stochastic Dynamic Dual Programming, after incorporating stochastic energy efficiencies into the demand for electricity. We demonstrate that even for a modest improvement in energy efficiency (<1% per year), the savings over the next 5 years range from R\$ 237 million in the conservative scenario to R\$ 268 million in the optimistic scenario. By comparison the new Belo Monte hydro-electric plant will cost R\$ 26 billion to be repaid over a 30 year period (i.e. R\$ 867 million in 1 years). So in Brazil energy efficiency policies are preferable to building a new power plant.

Keywords

Avoided investment; demand side bidding; CO₂ avoided emissions.

Sumário

1	Introdução	19
1.1	Motivação	19
1.2	Objetivos	23
1.3	Contribuições do trabalho	24
1.4	Publicações decorrentes do trabalho	24
1.5	Organização do trabalho	25
2	Mercado de energia brasileiro	26
2.1	Ambiente de contratação	27
2.2	Transmissão de energia elétrica	31
2.3	Preço de liquidação de diferenças (PLD) e custo marginal de operação (CMO)	35
2.4	Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro	37
2.4.1	Planejamento da expansão	37
2.4.2	Planejamento da operação	39
3	Políticas de eficiência energética	44
3.1	Principais políticas brasileiras de eficiência energética	44
3.1.1	Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE	45
3.1.2	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	46
3.1.3	Programa Nacional da Racionalização do uso dos derivados do Petróleo e Gás Natural - CONPET	48
3.1.4	Programa de Eficiência Energética das concessionárias de energia elétrica - PEE	49
3.1.5	A Lei de Eficiência Energética	52
3.1.6	Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf	53
3.2	Medição e Verificação (M&V)	56
3.2.1	A M&V e as ESCOs	57
3.2.1.1	Estabelecendo a <i>baseline</i>	60
3.2.2	A M&V e as distribuidoras de energia elétrica	61
3.2.3	Protocolos de M&V	63
3.3	Outras Políticas de Eficiência Energética	66

3.3.1 Gerenciamento pelo Lado da Demanda	66
3.3.2 Certificados Verdes	67
3.3.3 Certificados Brancos	68
4 Mercado de carbono	72
4.1 Gases de efeito estufa	72
4.2 Definição de responsabilidades	77
4.3 O Protocolo de Quioto	79
4.4 Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL) ou <i>Clean Development Mechanism</i> (CDM)	80
4.4.1 Requerimento de Elegibilidade	81
4.4.2 Redução Certificada de Emissão - RCE's	82
4.4.3 O projeto de MDL	83
4.4.4 O contrato de MDL - ERPA	85
4.4.5 Extensão do Protocolo de Quioto	87
4.5 Mercado Mundial de Carbono	88
4.5.1 Mercado regulado de carbono	88
4.5.2 Mercado voluntário de carbono	89
4.5.3 As principais negociações créditos de carbono	90
4.6 Política nacional sobre mudança do clima	92
4.7 Inventário de emissões	93
4.8 Fatores de emissões	93
5 Noções básicas de processos estocásticos	97
5.1 Definições preliminares	97
5.2 O Processo de Wiener	97
5.3 Movimento Browniano generalizado - Processo de Itô	98
5.3.1 Movimento Geométrico Browniano (MGB)	99
5.3.2 Movimento de Reversão à Média (MRM)	99
6 Teoria dos leilões	101
6.1 Leilões de energia elétrica no Brasil	101
6.1.1 Leilões de Energia Nova (LEN)	103
6.1.2 Leilões de Energia Existente (LEE)	103
6.1.3 Leilões de Energia de Reserva (LER)	104
6.1.4 Leilões de Fontes Alternativas	105

6.2 Teoria dos jogos e leilões	106
6.2.1 Teoria dos jogos aplicados a leilões	107
6.2.1.1 Jogos de informação incompleta	107
6.2.1.2 Jogos repetidos e reputação	107
6.2.1.3 Informação assimétrica e seus antídotos	108
6.2.2 Teoria de leilões	110
6.2.2.1 Classificações equivalência de leilões	111
6.2.2.2 Estratégias em leilões	112
6.3 Leilões de Eficiência Energética	113
7 Metodologia	117
7.1 Cálculo do investimento evitado	117
7.1.1 Geração de cenários de políticas de eficiência energética	117
7.1.2 Cálculo dos cenários de demanda de energia	119
7.1.3 Cálculo dos custos de operação	120
7.1.4 Estimativa do investimento evitado	123
7.1.5 Resumo da metodologia do cálculo do investimento evitado	124
7.2 Linha de base para estimativa das emissões evitadas com políticas de eficiência energética	125
7.3 Pesquisa estruturada do leilão de eficiência energética	126
8 Resultados	129
8.1 Cálculo do investimento evitado	129
8.1.1 Geração de cenários de políticas de eficiência energética	129
8.1.2 Geração dos cenários de demanda de energia	132
8.1.3 Cálculo dos custos de operação	133
8.1.4 Estimativa do investimento evitado	137
8.1.5 Simulação do crescimento das políticas de eficiência energética	141
8.2 Estimativa das emissões evitadas de gases de efeito estufa	143
8.3 Estrutura do leilão de eficiência energética no Brasil	145
8.3.1 Pesquisa estruturada sobre leilão de eficiência energética	145
8.3.1.1 A ótica dos compradores	146
8.3.1.2 A ótica dos vendedores	149
8.3.1.3 A ótica do <i>market maker</i> – o governo	151
8.3.2 Dinâmica do leilão de eficiência energética	155

9 Conclusões	163
9.1 Considerações finais	163
9.2 Sugestões para trabalhos futuros	166
Referências Bibliográficas	167
ANEXO 1 - Entrevista Estruturada	181
ANEXO 2 - Structured Interview	184

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Capacidade de geração por tipo de fonte	26
Tabela 3.1 - Meta de economia de energia elétrica do PNEf	55
Tabela 4.1 - Relação do potencial de aquecimentos dos GEE's	74
Tabela 4.2 - Concentração de Gases de Efeito Estufa na atmosfera	76
Tabela 8.1 – Investimento evitado	140
Tabela 8.2 – Comparação entre o investimento com políticas de eficiência energética e a construção de Belo Monte	141
Tabela 8.3 – Estimativa das emissões evitadas de CO2	144
Tabela 8.4 – Mercado total no ano t	156
Tabela 8.5 – Geração total no ano t	156
Tabela 8.6 – Arranjo contratual no ano t	157
Tabela 8.7 – Mercado total no ano $t+1$	157
Tabela 8.8 – Geração total no ano $t+1$	158
Tabela 8.9 – Arranjo contratual no ano $t+1$	158
Tabela 8.10 – Mercado total real com EE no ano $t+1$	159
Tabela 8.11 – Geração total real com EE no ano $t+1$	159
Tabela 8.12 – Suprimento de energia no ambiente real ano $t+1$	160
Tabela 8.13 – Mercado total virtual com EE no ano $t+1$	160
Tabela 8.14 – Geração total virtual com EE no ano $t+1$	161
Tabela 8.15 – Arranjo contratual no ambiente virtual ano $t+1$	161

Lista de figuras

Figura 2.1 - Ambientes de contratação livre e regulado	28
Figura 2.2 - Sistema Interligado Nacional em 2012, horizonte 2013	32
Figura 2.3 - Histórico do PLD médio	36
Figura 2.4 - Leilões de Energia no Brasil	38
Figura 2.5 - Árvore de decisão no sistema hidrotérmico	39
Figura 2.6 - Custo do armazenamento da água	40
Figura 2.7 – Subsistemas e interconexões	42
Figura 3.1 – Estrutura do PROESCO	58
Figura 3.2 - Exemplo de <i>baseline</i>	61
Figura 3.3 - Possibilidades de negociação de certificados brancos	69
Figura 4.1 - Históricos de variáveis climáticas	73
Figura 4.2 - Concentração de Gases de Efeito Estufa na atmosfera	75
Figura 4.3 - Emissões per capita (em Toneladas de CO ₂)	77
Figura 4.4 - Risco <i>versus</i> valor do certificado de emissões	83
Figura 4.5 - Projetos de MDL no mundo em 2008	84
Figura 4.6 - Número de projetos de MDL no Brasil	85
Figura 4.7 - Mercados primário e secundário de carbono	87
Figura 4.8 - Transações no mercado voluntário	90
Figura 4.9 - Maiores Mercados de Transação de Certificados de Carbono	91
Figura 4.10 - Evolução do Mercado de Carbono durante a Crise 2008	92
Figura 4.11 - Emissão de CO ₂ para geração de 1kWh de energia elétrica pelo SIN	94
Figura 4.12 - Fator de emissão da margem de operação	95
Figura 4.13 - Fator de emissão da margem de construção	95
Figura 4.14 - Fator de emissão da margem combinada	96
Figura 6.1 - Tipos de leilões e prazos de suprimento e de contrato	105
Figura 6.2 - Preço médio em reais dos leilões realizados no Brasil	106
Figura 6.3 - Equivalência estratégica entre os tipos de leilão	112
Figura 7.1 – Sumário da metodologia da estimativa do investimento evitado	124
Figura 8.1 – Metas do PNEf e curva ajustada de energia	130

Figura 8.2 – 100 cenários simulados com a equação do MGB	131
Figura 8.3 – 100 cenários simulados com discretização mensal	131
Figura 8.4 – 100 cenários simulados com discretização mensal	133
Figura 8.5 – Custo marginal de operação para o subsistema sudeste	133
Figura 8.6 – Custo marginal de operação para o subsistema sul	134
Figura 8.7 – Custo marginal de operação para o subsistema nordeste	134
Figura 8.8 – Custo marginal de operação para o subsistema norte	134
Figura 8.9 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema sudeste	136
Figura 8.10 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema sul	136
Figura 8.11 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema nordeste	136
Figura 8.12 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema norte	137
Figura 8.13 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema sudeste	138
Figura 8.14 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema sul	138
Figura 8.15 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema nordeste	138
Figura 8.16 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema norte	139
Figura 8.17 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no sudeste	142
Figura 8.18 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no sul	142
Figura 8.19 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no nordeste	143
Figura 8.20 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no norte	143

Lista de siglas

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABRADEE	Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineer</i>
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACV	Análise de Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
B&S&M	Black & Scholes & Merton
BAU	<i>Business-as-usual</i>
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCX	<i>Chicago Climate Exchange</i>
CDM	<i>Clean Development Mechanism</i>
CIMGC	Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima
CMO	Custo Marginal de Operação
CO2	Dióxido de Carbono
CONPET	Programa Nacional da Racionalização do uso dos derivados do Petróleo e Gás Natural
COP	Conferência das Partes
CUSD	Contrato de uso da rede de distribuição
CUST	Contrato de uso da rede de transmissão
DOE	Departamento de Energia americano
EDP	Equação diferencial parcial
EE	Eficiência Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ENB	Equilíbrio de Nash-Bayesiano
ERPA	<i>Emission Reduction Purchase Agreement</i> (contrato de MDL)
ESCO	<i>Energy Service Companies</i>
EU ETS	<i>Europe Union's Emissions Trading Scheme</i>
EVO	<i>Efficiency Valuation Organization</i>
FCF	Função de Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
FEMP	<i>Federal Energy Management Program</i>
FINEP	Fundo de Financiamentos de Estudos de Projetos e programas
GEE	Gases de Efeito Estufa

GEFAE	Grupo de Estudos sobre Fontes Alternativas de energia
GLD	Gerenciamento pelo lado da demanda
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IP	Iluminação Pública
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima)
IPMVP	<i>International Performance Measurement and Verification Protocol</i>
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
M&V	Medição e Verificação
MAD	<i>Marketed Asset Disclaimer</i>
MC	Monte Carlo
MCT	Ministério de Ciências e Tecnologia
MDIC	Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MEE	Medidas de Eficiência Energética
MGB	Movimento Geométrico Browniano
MME	Ministério de Minas e Energia
MRM	Movimento de Reversão a Média
NEMVP	<i>National Energy Measurement and Verification Protocol</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
ONG	Organização não Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema
ONU	Organização das Nações Unidas
OR	Opções Reais
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAR(p)	Modelo Autorregressivo Periódico
PBE	Plano Nacional de Etiquetagem
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PEE	Programa de Eficiência Energética das Concessionárias e Permissionárias de Energia Elétrica
PIB	Produto Interno Bruto
PIMVP	Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance
PLD	Preço de liquidação de diferenças
PNE 2030	Plano Nacional de Energia 2030
PNEf	Plano Nacional de Eficiência Energética
PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima

PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa Brasileiro de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROPEE	Procedimentos do Programa de Eficiência Energética
RCB	Relação Custo-Benefício
RCE	<i>Reduced Certified Emission</i>
RGGI	<i>Regional Greenhouse Gas Initiative</i>
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i>
ROL	Receita Operacional Líquida
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso da Distribuição
TUST	Tarifa de Uso da Transmissão
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> (Convenção Quadro da ONU sobre Mudanças Climáticas)
USAID	<i>United States Agency for International Development</i>
V.A.	Variável aleatória
VCU	<i>Verified Certification Unit</i>
VER	<i>Verified Emission Reduced</i>
VPL	Valor Presente Líquido

1 Introdução

1.1 Motivação

O crescente aumento do custo da energia elétrica, atrelado ao crescimento da economia mundial e a escassez cada vez maior de recursos energéticos, faz com que novas formas para a obtenção deste insumo sejam repensadas. Assim, novos mecanismos de mercado, como a geração pelo lado da demanda, o mercado de crédito de carbono, a geração com fontes de energia limpa, a Eficiência Energética, entre outros, vêm surgindo, pautados numa produção dita sustentável. Produção esta que não apenas considere o aumento da riqueza (retorno do investimento), mas que também leve em consideração a preservação do meio ambiente e que seja responsável socialmente.

A energia elétrica é um insumo essencial na grande maioria das indústrias. Sem este, nenhum país consegue se desenvolver a níveis aceitáveis. Quando se analisa o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) de um país, se verifica que este é totalmente correlacionado ao crescimento do consumo da energia. Por exemplo, os Estados Unidos, que têm o maior PIB, têm maior consumo de energia do mundo. Portanto, investir cada vez mais em fontes de energia renovável e utilizar este insumo de forma racional e eficiente é vital para o crescimento sustentável do mundo. Assim, a eficiência energética toma cada vez mais um papel fundamental para que as gerações futuras tenham garantida sua existência, uma vez que reduzir consumo de energia significa também diminuir as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera.

De acordo com GELLER et al. (2004), os principais fatores para a utilização da eficiência energética são:

- alto custo de construção de novas usinas, para não mencionar o impacto ambiental que estas podem causar;
- A redução da poluição do ar local e regional, devido a emissão de gases de efeito estufa;
- O esgotamento dos recursos não renováveis de combustíveis fósseis;
- A redução do risco de segurança energética, reduzindo a dependência do país na importação de combustíveis, principalmente petróleo.

STRBAC (2008) cita todos estes fatores e ainda a introdução de programas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD). Este autor discute ainda, questões relacionadas ao desenvolvimento da tecnologia da informação e comunicação para acelerar a penetração de programas do GLD e da eficiência energética.

Segundo IEA (2011), desde o início dos anos 70, a intensidade de energia global vem melhorando a uma taxa média de 1,7% ao ano, mas estas melhoras devem ser medidas, sobretudo, em cima das emissões e do consumo de energia resultante do crescimento econômico. Sem estas melhorias de eficiência energética, o consumo final da energia em 2006 teria sido 63% maior do que aquele do início dos anos 70 (IEA, 2010). Estima-se que a energia reduzida no cenário global advinda de melhorias na produtividade esteja em torno de 30% em 2008.

O Brasil está dando algumas contribuições para que a eficiência energética seja uma das principais medidas para que haja um crescimento sustentável. Uma das principais ações brasileiras e que perduram até os dias hoje é o PBE, Plano Brasileiro de Etiquetagem, que foi instituído pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) em 1984, o qual estabelece limites mínimos de eficiência energética para determinados eletrodomésticos e equipamentos elétricos. No ano seguinte, em 1985, foi instituído pelo governo brasileiro, através do sistema Eletrobrás, o PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Em 2000, o governo brasileiro dá um novo grande passo para contribuir para a eficiência energética, criando o PEE - Programa de Eficiência Energética das Concessionárias e Permissionárias de Energia Elétrica, obrigando-as a investir 0,5% da Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de eficiência energética. Em outubro de 2001, com vistas a reduzir o consumo de energia devido ao racionamento ocorrido neste ano, o

governo aprova a Lei de 10.295, mais conhecida como Lei de Eficiência Energética, que estabelece de forma compulsório, para alguns equipamentos, índices mínimos de eficiência energética ou máximos de consumo de energia. Outra medida que fomentou o investimento em projetos de eficiência energética no país foi a criação do PROESCO, que é uma linha de financiamento do BNDES (Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social) com juros mais baixos que os praticados no mercado destinados às Companhias de Serviço Energético ou ESCOs, em inglês, *Energy Service Companies*.

O principal trabalho que hoje o governo do Brasil está fazendo para aumentar a eficiência energética no país é instauração de um Plano Nacional de Eficiência Energética, o PNEf, que possui metas claras de redução de consumo de energia por meio de ações de eficiência energética e que, ainda, coloca como meta, o estudo da pertinência para implantação dos Leilões de Eficiência Energética. Através de um progresso tendencial, resultado do aprimoramento das práticas de uso e da substituição gradual dos equipamentos por outros mais eficientes. O mesmo percentual de redução seria possível como resultado de um progresso induzido, através de medidas de estímulo a serem aplicadas pelo Poder Executivo. Esse total de 10% representaria a energia conservada, ou seja, a diferença entre o consumo final, incluindo ganhos de eficiência energética, e o consumo sem qualquer atualização tecnológica, mantidos os padrões atuais (MME, 2011).

Todavia, muitos agentes de mercado veem o investimento em projetos de eficiência energética como de alto risco (GARCIA, 2009), pois, além de existirem as incertezas de mercado (preço da energia, demanda de mercado, etc), há também algumas incertezas técnicas (por exemplo, a aferição da medição da redução do consumo de energia antes e depois da implantação do projeto de eficiência energética) e incertezas relacionadas às restrições físicas do projeto, às questões ambientais, a aspectos legais e éticos, etc. Além disso, os recentes descontos na tarifa de energia dados pelo governo brasileiro através da Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013 (adiantamento da renovação das concessões), podem fazer com que o consumo, especialmente da classe residencial venha aumentar, trazendo ainda mais incerteza ao mercado de energia. Esta medida governamental dá um sinal a estes consumidores que a energia tem um custo mais barato, o que é por vezes controverso.

Apesar do sinal que o governo dá ao consumidor de redução das tarifas, pode-se notar que o preço da energia no Brasil está custando cada vez mais caro. Deve-se levar em consideração ainda que as grandes usinas hidroelétricas que vêm sendo construídas no Brasil, Jirau e Santo Antônio (no Rio Madeira) e Belo Monte (Rio Xingu), são a fio d'água, reduzindo cada vez mais a parcela de energia armazenada em reservatórios do sistema brasileiro.

A complexidade cada vez maior na implantação de unidades geradoras desafia análises e métodos de projeção, seja pela necessidade de extensas linhas de transmissão ou pelas restrições socioambientais. Portanto, parece essencial a otimização do uso dos recursos energéticos por meio de medidas de conservação de energia como um caminho natural de desenvolvimento econômico sustentável, seja pela redução dos elevados investimentos na infraestrutura e dos impactos ambientais, seja pelo aumento da produtividade.

Segundo FURNAS (2011), se até o ano de 2015 não se mudar de postura com relação ao combate ao desperdício de energia elétrica, ter-se-á de construir duas usinas do porte da hidrelétrica de Itaipu, só para alimentar este desperdício. Assim, urge que políticas energéticas sejam revistas, principalmente relativas a eficiência energética e que outras políticas, já adotadas em outros países também sejam adotadas no Brasil.

A principal questão que surge neste trabalho é se um esperado crescimento de medidas de eficiência energética, fomentado pelas medidas anteriores, seria capaz de evitar grandes investimentos em usinas geradoras de energia elétrica? Qual seria o valor deste investimento evitado em geração de energia elétrica num ambiente econômico onde existem tantas incertezas, como foi levantado? Qual seria o custo da energia caso essas políticas fossem além das já estabelecidas pelo PNEf?

Muitos países estão investindo em eficiência energética, pois reduzir o consumo de energia elétrica através de processos de otimização dos recursos energéticos implica em menos emissão de CO₂ na atmosfera e, por conseguinte, uma menor contribuição, de um determinado processo produtivo para o aquecimento global. Todavia, o potencial de eficiência energética tem sido muito mal explorado (IEA, 2011).

A eficiência energética pode ser considerada uma das melhores maneiras de se evitar a emissão de dióxido de carbono, porque quando se economiza

energia, se gasta menos combustível, além de tornar mais fácil a operação e desenvolver a economia do país (BAYOND-RÚJULA, 2009; PINA et al, 2012.). Mesmo na geração elétrica, que no Brasil, é predominantemente hidrelétrica, pois já há um crescente uso de combustíveis fósseis na complementação termelétrica. Assim, outra questão que surge é qual o valor da emissão de CO₂ evitada por conta das políticas de eficiência energética devido ao PNEf.

O volume de CO₂ evitado poderia ser inclusive comercializado em algum mercado de carbono regulado ou voluntário. Desta forma, modelos que simulem o preço desta *commodity* em algum mercado de carbono devem ser criados, para se examinar outros ganhos que projetos de eficiência energética poderiam obter, caso sejam eleitos pelo mercado.

Uma vez que o PNEf possui como meta o estudo da pertinência para implantação dos Leilões de Eficiência Energética, outra questão que surge é qual seria o formato para que um leilão deste tipo tenha sucesso no Brasil?

A resposta a estas questões de pesquisa permite construir, de forma encadeada, recomendações que podem ser úteis para o governo no estabelecimento de novas políticas de eficiência energética e redução de emissões de gases de efeito estufa no Brasil, tornando possível que empreendedores possam tomar, de forma mais rápida e com riscos mensuráveis, a decisão de investir em eficiência energética.

1.2 **Objetivos**

Um dos principais objetivos desta tese é estimar, em um ambiente econômico sob incerteza, o valor do investimento evitado em geração elétrica pelo governo brasileiro com as políticas atuais e futuras de eficiência energética, baseadas no Plano Nacional de Eficiência Energética. E, ainda, as emissões de gases de efeito estufa evitadas com tais políticas.

Ademais, pretende-se verificar o que acontece com o custo de energia caso as políticas de eficiência energética adotadas no Brasil forem além das colocadas no PNEf.

Por fim, também se tem por objetivo propor as diretrizes para que um possível leilão de eficiência energética seja instituído no Brasil.

1.3 Contribuições do trabalho

Este trabalho tem como contribuição, apresentar uma nova metodologia para a mensuração do investimento evitado pelo governo brasileiro em geração elétrica, por meio de políticas de incentivo da eficiência energética no país. E ainda, mensurar as emissões de gases de efeito estufa evitados com tais políticas.

Outra contribuição deste trabalho é mensurar o custo de operação do sistema brasileiro caso políticas de eficiência energética, além das adotadas no PNEf, forem instituídas no Brasil.

Por fim, outro aspecto contributo desta pesquisa é propor diretrizes a serem adotadas em um possível leilão de eficiência energética a ser estabelecido no Brasil.

1.4 Publicações decorrentes do trabalho

Esta tese de doutorado gerou 4 publicações, sendo uma em revista internacional de Qualis A2, duas em congressos internacionais e uma em congresso nacional. As publicações, bem como os títulos destas estão descritos a seguir:

CALILI, R. F.; SOUZA, R. C.; GALLI, A.; ARMSTRONG, M.; MARCATO, A. L. M.. Estimating the cost savings and avoided CO2 emissions in Brazil by implementing energy efficient policies. *Energy Policy*, 2013.

CALILI, R. F.; SOUZA, R. C.; GALLI, A.; MARCATO, A. L. M.. Estimating the avoided investment in energy efficiency policies through the optimization of operation cost. In: ISORAP 2013 International Symposium Operational Research and Applications, 2013, Marrakesh. ANAIS ISORAP 2013, 2013. v. 2013. p. 526-533.

CALILI, R. F.; SOUZA, R. C.; GALLI, A.; ARMSTRONG, M.; MARCATO, A. L. M.. Estimating the cost savings in Brazil by implementing energy efficiency. In: Encontro Latino Americano de Economia de Energia

(ELAEE) e Asociación Latinoamericana de Economía de La Energia (ELADEE), 2013, Montevideo. Proceeding ELAEE 2013 - PAPER ID 277, 2013.

OLIVEIRA, F. L. C.; MIRANDA, C. V.; FERREIRA, P. G. C.; CALILI, R. F.; SOUZA, R. C.. Critérios de Identificação da Ordem do Modelo Autorregressivo Periódico Par(p). In: Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2010, Bento Gonçalves. 42º Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2010, 2010.

1.5 Organização do trabalho

O trabalho está organizado em nove capítulos. Primeiramente, no capítulo 1 é feita a introdução, explicitando as motivações, os objetivos e as contribuições desta tese. No tópico 2, é feita uma descrição do mercado de energia brasileiro. Em seguida, no capítulo 3, são descritas as principais políticas de eficiência energética adotadas pelo governo brasileiro e são abordadas outras políticas adotadas no mundo. Já o capítulo 4, explicita o mercado de carbono no Brasil e no mundo e mostra as oportunidades que um projeto de eficiência energética tem em reduzir as emissões de gases de efeito estufa. No tópico 5, é feito um resumo dos principais processos estocásticos. Posteriormente, no capítulo 6, é abordada a teoria dos leilões e é feita uma revisão da literatura acerca dos leilões de eficiência energética. O capítulo 7 é dividido em três partes, referentes às metodologias para se alcançar os objetivos deste trabalho. Dando continuidade, no capítulo 8, são mostrados os resultados aplicando as metodologias descritas no item anterior. Por fim, no capítulo 9 são descritas as conclusões e considerações finais em relação ao trabalho realizado, e, ainda, são feitas sugestões de novas pesquisas relacionadas aos temas estudados.

2 Mercado de energia brasileiro

O mercado de energia brasileiro tem características bastante singulares quando comparado com os mercados de energia de outros países no mundo. Por ser dotado de uma grande quantidade de aproveitamentos hidráulicos, o Brasil consegue ter um sistema de geração elétrica basicamente hidráulico e utiliza a energia térmica de forma complementar. Além das térmicas, uma fonte de energia que vem crescendo a cada ano, mas que ainda tem pouca representatividade na matriz energética brasileira é a geração eólica. A capacidade instalada do Brasil, em dezembro de 2012, considerando todo o parque gerador existente, a importação de energia e a parcela de Itaipu importada do Paraguai, foi da ordem de 114.951 MW, conforme detalhado na Tabela 2.1, a seguir:

Tabela 2.1 - Capacidade de geração por tipo de fonte

Fonte	Energia (MW)	Participação (%)
Hidráulica	83.321	72,5
Térmica	18.720	16,3
Fontes Alternativas	6.710	5,8
Potência Instalada	108.751	94,6
Importação Contratada	6.200	5,4
Potência Total com Importação	114.951	100,0

Fonte: Plano da Operação Energética 2013/2017 - PEN 2013 (ONS, 2013)

Um fato bastante interessante e que deve ser exposto é que a capacidade instalada do SIN (Sistema Interligado Nacional) aumentou apenas 3% em 2013 quando comparado com 2012. Já a capacidade instalada das fontes alternativas passou de 5.592 MW em 2012 (ONS, 2012) para 6.710 MW em 2013 (ONS, 2013), representando um aumento de mais de 20%.

2.1 Ambiente de contratação

O Novo Modelo do setor elétrico, instituído através da Lei 10.848 de 2004, definiu dois ambientes de mercado onde é realizada a comercialização de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

A contratação no ACR é formalizada através de Leilões organizados pelo governo, onde são celebrados contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), firmados entre Agentes Vendedores (geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Enquanto antes as Distribuidoras podiam negociar seus contratos de compra de energia livre e bilateralmente com qualquer agente do setor, agora elas só podem adquirir energia em leilões específicos organizados pelo governo (PESSANHA, 2007).

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores¹, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais. Vale colocar que, as distribuidoras de energia elétrica não participam deste ambiente de contratação, ficando restritas ao ACR.

Os critérios de migração para o mercado livre foram estabelecidos em 1998, pela Lei no 9.648/1998, que criou dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica.

O primeiro grupo é composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV – em geral as unidades consumidoras do subgrupo A3, A2 e A1. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 27/05/1998 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia.

¹ Comercializadores de Energia Elétrica são aqueles que compram energia no mercado através de contratos bilaterais celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou seja, livremente negociados, podendo vender a energia aos consumidores livres, no próprio ACL.

O segundo grupo, os de clientes especiais, é composto pelas unidades consumidoras com demanda maior que 500 kW atendidas em qualquer tensão. Estes clientes podem escolher seu fornecedor, mas seu leque de opções de fornecedores está restrito à energia oriunda das chamadas fontes incentivadas, a saber: Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH’s, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada².

A grande adesão ao mercado livre de eletricidade, hoje representando quase 26% da energia vendida (CCEE, 2013), faz com que os grandes consumidores percebam mais claramente a necessidade e a oportunidade de gerenciar o seu consumo, identificando, neste processo, oportunidades de maior eficiência no uso da energia elétrica. A venda da energia a ser economizada, com a incorporação de tecnologia ou prática mais eficiente, pode ser vista como um incentivo a mais ou o valor que falta para viabilizar projetos de eficiência energética.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na Figura 2.1 a seguir.

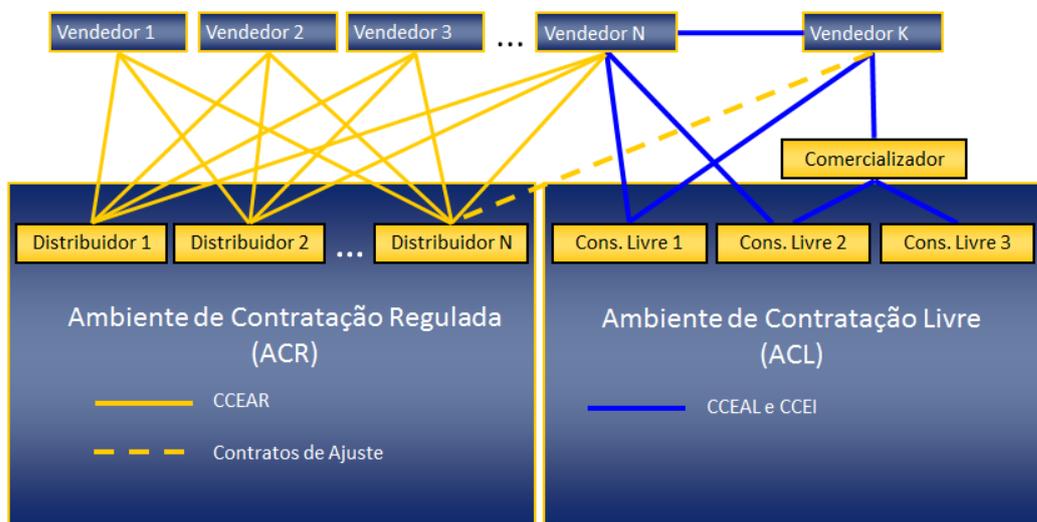


Figura 2.1 - Ambientes de contratação livre e regulado

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2011)

Os agentes de consumo, distribuidores e consumidores livres, para atenderem suas demandas de energia, precisam firmar contratos de compra e venda de energia com os agentes geradores. Assim sendo, uma empresa

² Deve seguir os requisitos estabelecidos pela Resolução N° 235 de 14/11/2006.

distribuidora de energia elétrica registra na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), obrigatoriamente, os montantes de energia contratados, assim como os dados realizados de medição de consumo, para que se possam determinar quais as diferenças entre o que foi consumido e o que foi contratado. Esta diferença é liquidada na CCEE, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Assim, as relações comerciais entre os agentes participantes da CCEE são regidas principalmente por meio de contratos bilaterais regulados, sendo que a liquidação financeira (pagamento) destes contratos é realizada diretamente entre as partes contratantes. Somente a comercialização da energia resultante da diferença entre a energia contratada e a efetivamente realizada (consumida ou gerada) terá sua comercialização e liquidação feitas através da CCEE, valoradas ao PLD. Por estas características, a CCEE também é conhecida como mercado de curto prazo ou mercado *spot*.

O Ministério de Minas e Energia é o responsável por definir o montante total de energia elétrica a ser contratado no ACR, segmentado por região geoeletrica, quando cabível, e determinar a relação de empreendimentos de geração aptos a integrar os leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos. Entretanto, cabe à EPE submeter a este Ministério, a relação de empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, bem como as estimativas de custos correspondentes. No caso de empreendimentos hidrelétricos, a EPE poderá propor ao Ministério de Minas e Energia percentual mínimo de energia elétrica a ser destinado à contratação no ACR.

A implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica é autorizada pelo Ministério de Minas e Energia somente quando comprovada a disponibilidade dos combustíveis necessários à sua operação, podendo sua autorização estar condicionada à possibilidade do empreendimento de geração termelétrica operar utilizando combustível substituto.

A Resolução ANEEL 169/2005 coloca que, se caso um empreendimento de geração atrase seu prazo para início de operação, o agente vendedor deve celebrar contrato de compra para garantir os seus contratos de venda originais. Além disso, caso ocorra custo adicional para o agente vendedor, o mesmo não pode ser repassado para o agente comprador. No entanto, segundo o Decreto

5.163, se o agente vendedor celebrar contratos de compra de energia para garantir suas obrigações de contratos de vendas originais não terá prejuízos por aplicação das penalidades cabíveis.

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - prever as hipóteses e os prazos de indisponibilidade de unidades geradoras, incluindo a importação ou empreendimentos correlatos, estabelecendo os casos nos quais o agente vendedor, não tendo lastro suficiente para cumprimento de suas obrigações, deverá celebrar contratos de compra de energia para atender a seus contratos de venda originais, sem prejuízo de aplicação das penalidades cabíveis.

O agente de distribuição pode contratar, limitado a 10% do seu mercado, montantes de energia provenientes de geração distribuída. Para os fins do Decreto 5.163, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento. Entretanto, os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética, mencionado anteriormente.

A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados. Diferentemente dos demais contratos de geração, o contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição. No entanto, a ANEEL definirá os limites de atraso e de indisponibilidade, considerando a sazonalidade da geração, dentre outros aspectos.

As distribuidoras de energia elétrica do Brasil devem também suprir parte da sua demanda com a energia advinda do PROINFA, Programa Brasileiro de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Gerenciado pela Eletrobrás, este programa foi instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, e tem por objetivo

buscar soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivar o crescimento da indústria nacional. São três os tipos de usinas abarcadas pelo programa, a saber: Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's); Usinas Eólicas; e Usinas a Base de Biomassa.

O PROINFA proporciona a redução da emissão de gases de efeitos estufa ao incluir as fontes limpas na produção de energia elétrica do país. Além disso, tem por objetivo propiciar a capacitação de técnicos e indústrias em novas tecnologias de geração de energia elétrica.

2.2 Transmissão de energia elétrica

O Sistema de Transmissão brasileiro, devido às grandes dimensões territoriais do país e o fato da matriz energética brasileira ser predominantemente hidráulica, possui uma grande extensão. A Figura 2.2, a seguir, representa o sistema de transmissão brasileiro de forma simplificada, no horizonte 2013.

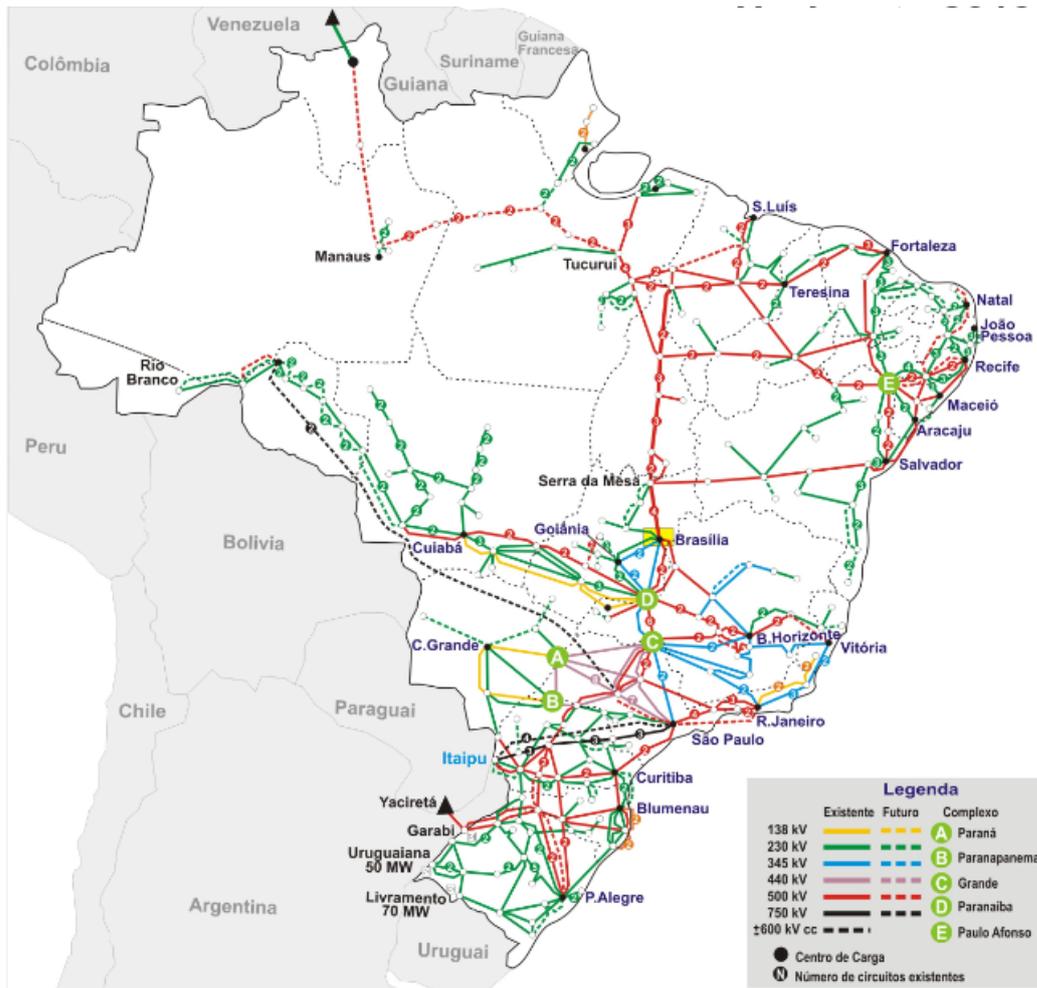


Figura 2.2 - Sistema Interligado Nacional em 2012, horizonte 2013

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte e possui dimensão da ordem de 98.648 km (ONS, 2011).

Os sistemas isolados brasileiros são responsáveis pelo fornecimento de energia a consumidores localizados nos Estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso, bem como na ilha de Fernando de Noronha. Após a interligação de Manaus e Macapá ao Sistema Interligado Nacional, prevista para 2013, a participação desses sistemas na carga do país ficará restrita a menos de 1% (ELETROBRAS, 2012).

Um dos pilares de sustentação da competição na comercialização de energia é a garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição ao SIN para que cada agente de mercado possa receber energia ou exportá-la. Cabe ressaltar que livre acesso não significa acesso grátis e sim a conexão ao sistema de um concessionário de transmissão ou distribuição via pagamento de um encargo apropriado para remunerar os ativos e os investimentos do concessionário acessado. Desta forma, em conformidade com o art. 9º da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Para que o livre acesso se tornasse efetivo, foi necessário que a ANEEL definisse os ativos que comporiam o sistema de transporte de energia e, a partir daí, regulamentasse as regras tarifárias de acesso. Como a rede de transporte é composta pelos ativos de transmissão e de distribuição, a ANEEL tomou três procedimentos: definiu a rede básica de transmissão, estipulou as condições gerais de contratação do direito de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição e, por fim, determinou as tarifas de uso tanto da rede básica de transmissão quanto da rede de distribuição (PIRES, 2000).

Neste sentido, a resolução ANEEL 281, de 1º de outubro de 1999 estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, definindo como os acessantes pagariam os encargos de uso do sistema de transmissão/distribuição aos acessados. Assim, ficou estabelecido que, para cada ponto de conexão, o acessante deveria contratar um montante de demanda (em MW) para cada período tarifário (ponta ou fora ponta). A ANEEL ficou encarregada de definir as tarifas para cada concessionária de transmissão ou distribuição.

O pagamento mensal feito pelo acessante ao acessado ficou definido como sendo igual ao montante contratado multiplicado pela tarifa estabelecida pela ANEEL nos casos em que a demanda efetivamente verificada no mês fosse igual ou menor ao montante contratado. Por outro lado, caso a demanda verificada no mês ficasse acima do montante contratado até o limite de 5%, então o pagamento do encargo de uso seria igual a demanda verificada no mês vezes a tarifa definida pela ANEEL. Por fim, nos casos em que a demanda verificada ficasse acima do

valor de 105% do montante contratado, então, a título de penalidades, o encargo de uso seria igual ao montante contratado vezes a tarifa definida pela ANEEL, mais a parcela da demanda verificada que ficou acima do contrato multiplicada por três vezes a tarifa definida pela ANEEL. Portanto, o contrato ideal seria aquele em que não ocorressem sobrecontratações (pagamentos desnecessários por capacidades não totalmente utilizadas), nem subcontratações - pagamentos de penalidades por violação do limite máximo (SILVA et al, 2006).

Um dos aspectos importantes desta legislação é que o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição possibilita a comercialização direta entre produtores e consumidores, independente de suas localizações no sistema elétrico interligado, contribuindo para a redução de custos e modicidade das tarifas ao consumidor final. Fica a cargo do Operador Nacional do Sistema - ONS - elaborar as instruções e procedimentos para as solicitações e o processamento dos acessos aos sistemas de transmissão, bem como, propiciar o relacionamento comercial com os usuários, no que tange ao uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica, prestando as informações necessárias.

Os requisitantes do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição devem encaminhar suas solicitações acompanhadas dos dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso solicitado ao ONS ou à concessionária de transmissão proprietária das instalações, no ponto de acesso pretendido à concessionária ou permissionária de distribuição, quando a conexão pretendida se fizer nas suas instalações de distribuição. Sendo que a avaliação técnica deverá observar o critério de mínimo custo global, segundo no qual é escolhida a alternativa tecnicamente de menor custo de investimento, considerando as instalações de conexão de responsabilidade do acessante, os reforços, as ampliações e os custos das perdas elétricas do sistema. Desta forma, fica assegurada a modicidade tarifária, já que os gastos com o uso do sistema de uma concessionária distribuidora de energia elétrica é repassado integralmente aos consumidores finais.

2.3

Preço de liquidação de diferenças (PLD) e custo marginal de operação (CMO)

Conforme mencionado anteriormente, o PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo e reflete o Custo Marginal de Operação (CMO), ou seja, o custo da geração de uma unidade a mais de energia no sistema.

Em um sistema termelétrico, a determinação do custo marginal ótimo (mínimo) do sistema é trivial, bastando atender a carga (demanda) “empilhando-se” as unidades geradoras em ordem crescente segundo seus custos operacionais, até que a carga seja completamente atendida.

No entanto, em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro (“custo zero”), o CMO ótimo não pode ser assim facilmente determinado. Na verdade, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação (PESSANHA, 2010).

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível (*deck* de preços), no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para o sistema.

Como resultado desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) para o período estudado. A determinação do PLD é feita com a utilização de dois softwares. O primeiro, NEWAVE, determina o Custo Marginal de Operação mensal para os

próximos 5 anos. O CMO determinado pelo NEWAVE é utilizado pelo software DECOMP, que estabelece os preços semanais da energia no mercado de liquidação de diferenças. A publicação e cálculo do PLD ficam a cargo da CCEE podendo ser obtidos no site desta Câmara. O gráfico da Figura 2.3 apresenta a série histórica do PLD médio mensal do sudeste desde a sua criação até maio de 2013.

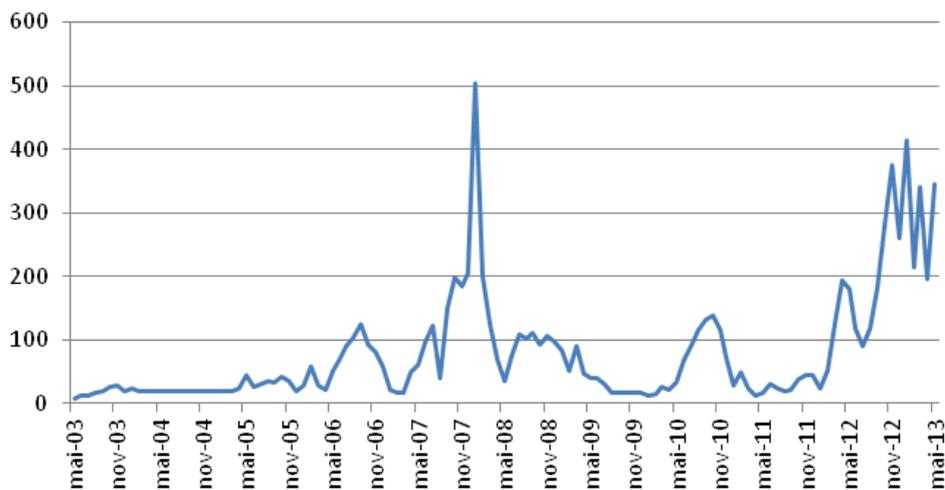


Figura 2.3 - Histórico do PLD médio

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Pode-se notar, pelo gráfico anterior, que o PLD é um índice de preço um tanto quanto volátil, o que gera muitas discussões no setor de energia elétrica quanto sua eficácia. Todavia, pode-se verificar também que há uma sazonalidade nos preços, onde seus maiores valores se encontram no período seco (entre maio e outubro). No final de 2007 e início de 2008, ocorreu uma estimativa elevada do PLD devido ao atraso do regime hidrológico e que causou alarde em toda a sociedade de que um racionamento de energia pudesse ocorrer novamente, como o ocorrido no Brasil entre os anos de 2001 e 2002. O mesmo ocorre no final de 2012 e início de 2013, por conta do atraso das chuvas. Assim, para garantir a segurança energética, o ONS opta por geração de energia térmica na base.

2.4 Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro

2.4.1 Planejamento da expansão

Os estudos de longo prazo assinalam os rumos que pode tomar o uso da energia e subsidiam as políticas energéticas a serem definidas. Os planos decenais de energia (PDE's) estabelecem um conjunto de usinas capazes de atender à demanda projetada e servem de base aos licenciamentos ambientais prévios ao leilão e às usinas que vão constituir o espectro básico de ofertas. Os planos nacionais de energia (PNE's) estabelecem políticas de longo prazo. No caso, o PNE 2030 foi adiante em relação aos planos publicados anteriormente, pois prevê uma redução do mercado por ações de eficiência energética já incorporadas, denominando-o progresso autônomo, e outra a ser concretizada por ações efetivas do poder governamental – o progresso induzido. Porém, não detalhou como isto se daria (GARCIA, 2008). Estas políticas são detalhadas no PNEf que tem por objetivo consolidar e ampliar o conjunto de ações e estratégias existentes para que todos os setores da economia aproveitem o potencial de eficiência energética existente.

Os planos fazem, portanto, projeções da oferta e da demanda respectiva para atendê-la. No PNE 2030, a projeção da demanda é feita através de um modelo “*bottom-up*”, o MIPE – Modelo Integrado de Planejamento Energético (EPE, 2006), que, para o setor industrial, a partir da evolução do PIB do setor definida em cada cenário macroeconômico estudado e sua distribuição pelos subsetores, projeta a sua oferta física (em geral, em toneladas) – a energia necessária para esta produção é obtida pela soma da energia usada nos diversos usos finais ou variações do produto, através da evolução do índice de eficiência energética, em kWh/ton (caso da eletricidade).

A responsabilidade pelo atendimento do mercado, no entanto, é dos agentes do setor, que deverão adquirir a energia necessária para tal. Para viabilizar a construção de hidrelétricas, as distribuidoras devem informar sua previsão de carga para 5 anos à frente, que são agregadas e consolidadas pela EPE. A EPE estabelece então um plano de oferta de usinas, com capacidade para atender bem mais que o mercado previsto, que vão à leilão (chamado de A-5), podendo haver ofertas de usinas de fontes de energia renovável.

Como a previsão antecipada do mercado em 5 anos tem grande incerteza, e como usinas térmicas têm prazos de construção mais curtos, há um outro leilão três

anos antes (A-3), para contratos tipicamente com termelétricas, e outro um ano antes, de geração existente. Pode haver também leilões de ajuste, para as concessionárias não inteiramente cobertas em A-3, além de um rateio de sobras e *deficits* interno ao *pool* de concessionárias a cada ano (Figura 2.4).

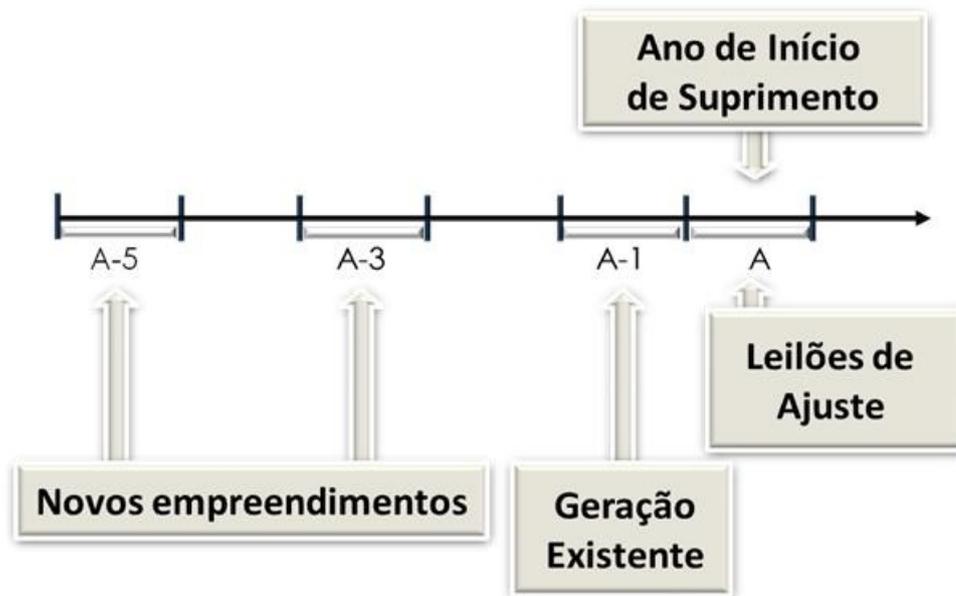


Figura 2.4 - Leilões de Energia no Brasil

No processo do leilão, as usinas são ordenadas pelo menor custo e é vencedor o oferente que propuser a menor tarifa (R\$/MWh de energia assegurada) para cada projeto. Pode-se estipular uma determinada fração de atendimento por termelétricas, para aumentar a garantia de suprimento. Definidas as usinas e projetos vencedores, contratos são celebrados entre os geradores e todas as distribuidoras, que declararam necessidade de energia no leilão.

Os contratos também podem ser por **quantidade de energia**, onde o risco da operação energética integrada é assumido pelo gerador, ou por **disponibilidade de energia**, onde este risco é repassado aos consumidores do *pool*.

A entrada ainda maior de fontes térmicas nos leilões de energia ressalta a importância da eficiência energética e, em particular, o leilão de eficiência energética ganha cada vez mais em oportunidade, seja pelo aumento dos preços (para perseguir a modicidade tarifária) ou pelo impacto ambiental evitado (GARCIA, 2008).

2.4.2 Planejamento da operação

Como já colocado, o sistema de energia no Brasil é bastante específico, devido a predominância de usinas hidrelétricas. Apesar das vantagens de se ter um sistema hidrelétrico, a disponibilidade dessa energia hidráulica é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios. Portanto, é introduzida uma relação entre a decisão da operação em um determinado estágio e as consequências futuras desta decisão. Por exemplo, se a energia armazenada hidroelétrica é usada hoje e uma seca ocorre, pode ser necessário o uso de geração térmica mais cara no futuro, ou mesmo interromper o fornecimento de energia, o que incorre em custos elevados de déficit. Em contraste, se os níveis de reservatório são mantidos altos através de uma utilização mais intensiva de geração de energia térmica, e se elevados graus de afluência ocorrerem no futuro, os reservatórios podem verter, ocasionando o desperdício de energia, o que resulta em custos operacionais aumentados, como ilustrado na Figura 2.5. (MARRECO & CARPIO, 2006).

A predominância da hidroeletricidade representa uma vantagem para a sociedade brasileira, pois é abundante, energia limpa, renovável e barata. Por outro lado, o sistema é altamente dependente das condições hidrológicas. Nas operações de sistema hidrotérmico uma decisão tomada hoje pode afetar os custos de operação futuros.

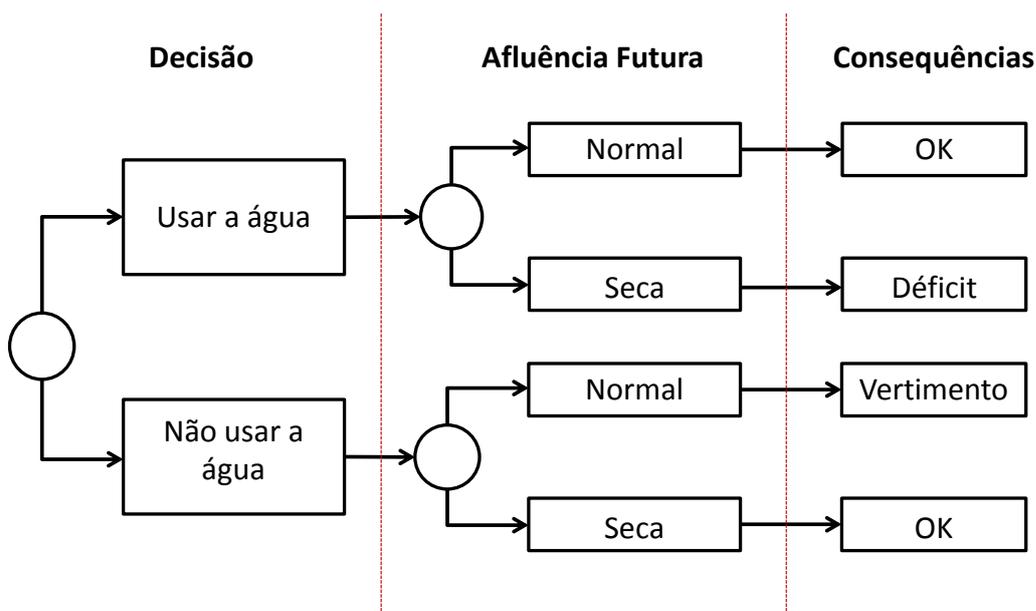


Figura 2.5 - Árvore de decisão no sistema hidrotérmico

A função de custo imediato (FCI) está relacionada aos custos de geração térmica no estágio t . Neste caso, a operação é dissociada no tempo. Se o armazenamento nos períodos finais aumenta, se tem menos água disponível nos reservatórios para a produção de energia no estágio t , conseqüentemente, a geração térmica se torna mais necessária e os custos imediatos aumentam. Por outro lado, a função de custo futuro (FCF) está associada com valores esperados das despesas de geração térmica a partir do estágio $t+1$ até o período final de planejamento. Assim, a FCF diminui com o armazenamento final, pois mais água se torna disponível para o uso futuro. A utilização ótima de água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma do custo de imediato e futuro (MARRECO & CARPIO, 2006). A Figura 2.6 a seguir ilustra o que foi explanado.

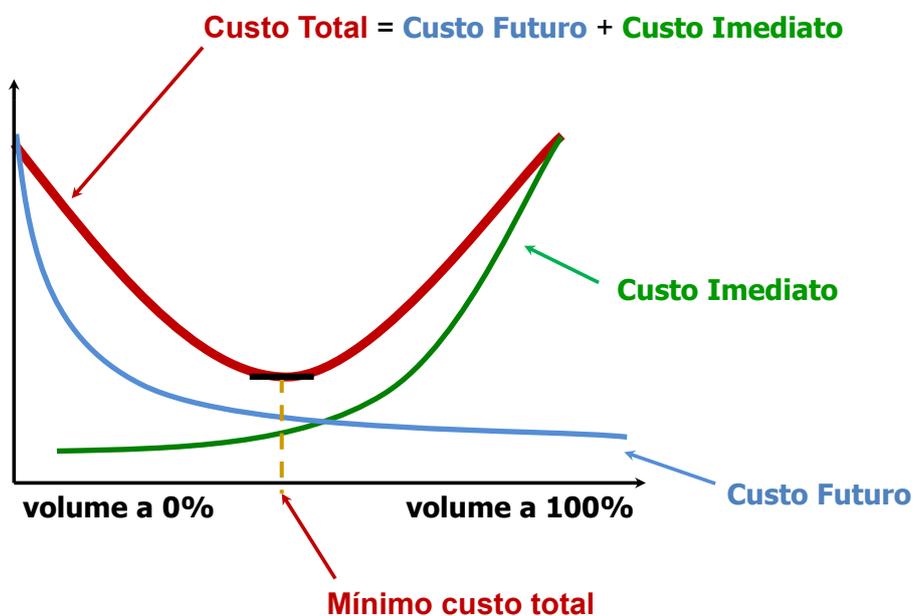


Figura 2.6 - Custo do armazenamento da água

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS), que é responsável por minimizar estes custos, usando um modelo matemático chamado NEWAVE para decidir quais usinas devem ser despachadas no sistema. Este modelo considera o horizonte de médio prazo para o planejamento da operação ao longo dos próximos 5 anos, com uma discretização mensal.

Os dados de entrada usados no NEWAVE são disponibilizados pelo ONS e CCEE e se chama "deck de preços". Este banco de dados contém todas as usinas hidrelétricas e térmicas já em operação e as que entrarão em operação no horizonte de estudo. É necessário mencionar que neste banco de dados, todas as políticas de

eficiência energética realizadas pelo governo brasileiro estão computados na previsão de demanda, o que significa que as metas de energia publicadas no PNEf também estão incluídas nesta previsão de demanda.

O objetivo do planejamento da operação de médio prazo é determinar a geração das usinas de um sistema hidrotérmico, sujeito a natureza estocástica das afluições, com o objetivo de minimizar o valor esperado do custo total de operação. Todavia, no sistema brasileiro há muitas usinas hidrelétricas dispostas ao longo de bacia hidrográfica e o modelo deve ser capaz de representar as restrições físicas e operacionais associadas a este problema, sendo as principais restrições as seguintes: a conservação da água, armazenamentos máximo e mínimo, limites de turbinamento, utilização de água para irrigação.

No problema abordado, as usinas são representadas por grupos com custos semelhantes (classes térmicas), reduzindo assim o número de variáveis na otimização. O sistema é representado, portanto, de maneira simplificada. Assim, o armazenamento da energia também é agrupado em quatro subsistemas ou reservatórios equivalentes: sudeste/centro-oeste, sul, norte e nordeste.

Em um subsistema de energia equivalente, é importante ter cuidado com os parâmetros de análise. Por exemplo, conhecer apenas o volume de água no reservatório equivalente não é suficiente uma vez que esta informação apenas define a possibilidade real de geração do subsistema como um todo. É importante saber a posição relativa das usinas em cascata para calcular a quantidade de energia que cada reservatório irá fornecer. Com isso, é possível estimar a energia que cada reservatório equivalente pode produzir com determinada afluição.

Um processo estocástico periódico autorregressivo - PAR(p) - é utilizado para representar a estocasticidade da energia armazenada em cada subsistema (SOUZA et al., 2012). A metodologia ajusta, portanto, um modelo autorregressivo de ordem p para cada um dos períodos (meses) das séries hidrológicas históricas de cada subsistema (Oliveira, 2010). No caso do NEWAVE, estes modelos são ajustados às séries de vazões e/ou ENAs (Energia Natural Afluente) de cada um dos subsistemas brasileiros (sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte).

As não linearidades são representadas indiretamente. O sistema de transmissão é representado como um conjunto de restrições sobre importações e exportações entre os subsistemas e a operação é interpretada através do comportamento global do sistema (TERRY et al., 1980). Assim, os limites físicos da rede não são mostrados explicitamente, mas estão representados aproximadamente pelo fluxo nas

interligações entre subsistemas. A Figura 2.7 representa um esquema onde interligações dentro dos subsistemas brasileiros são representadas com nó fictício.



Figura 2.7 – Subsistemas e interconexões

Resumindo, o objetivo do planejamento de médio prazo é determinar o despacho de todas as usinas do sistema hidrotérmico sujeito a natureza estocástica das afluições com vistas a minimizar o valor esperado do custo total de operação. Entretanto, o sistema pode ter um grande número de usinas dispostas ao longo da bacia hidrográfica e o modelo deve ser capaz de representar, dentro da topologia proposta, as restrições físicas e operacionais associadas com o problema, como já mencionado. Além disso, além dos aspectos hidráulicos, existem outros fatores que influenciam a gestão da política de recursos hídricos, tais como os limites de potência térmica, o comportamento da demanda e configuração dos sistemas de transmissão. Portanto, para o estudo completo do sistema, existem vários detalhes de funcionamento e algumas simplificações são necessárias. O problema clássico de um estágio de planejamento utilizando sistemas equivalentes de energia é brevemente apresentado a seguir:

Minimizar: O valor esperado do custo de operação total (custo imediato + custo futuro)

Sujeito a:

- Equações de atendimento a demanda;
- Equações do balanço de energia nos reservatórios;

- Equações de fechamento dos nós fictícios;
- Restrições de geração hidráulica máxima;
- Equações de função de custo futuro;
- Limites de variáveis - restrições operacionais.

Matematicamente, a resolução do problema é decidir, no início de cada estágio, a quantidade de energia despachada por cada usina hidro e térmica de forma a minimizar o custo de operação durante o período de programação. O problema de planejamento é estocástico, pois não há conhecimento prévio das afluências que irão ocorrer no sistema. Além disso, dentro de um período tão longo o problema de análise estocástica torna-se particularmente complexo. No Brasil, a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) é usada para resolver esse problema implementado no programa NEWAVE. Particularmente nesta tese, o programa MDDH (Modelo de Despacho Hidrotérmico), que é um software foi desenvolvido pela PUC-Rio e UFJF (Universidade Federal de Juiz de Fora) em um projeto de P&D, será utilizado.

3

Políticas de eficiência energética

A eficiência energética é vista como uma das melhores políticas a serem adotadas pelos países para a redução da emissão de gases de efeito estufa e para a contribuição da economia. Segundo GELLER (2004), os principais motivadores para o uso da eficiência energética, são: altos custos de construção de novas usinas, sem contar os impactos ambientais que estas podem causar, um exemplo é Belo Monte, no Pará; redução da poluição local e regional do ar e redução das emissões dos gases de efeito estufa, visto que a implementação de projetos de eficiência energética tendem a utilizar menos energia para a realização da mesma quantidade trabalho ou do mesmo nível de conforto; depleção de recursos, uma vez que vários combustíveis fósseis têm a cada dia a redução de suas reservas; e risco de segurança, reduzindo a dependência de um determinado país da importação de combustíveis, principalmente, o petróleo. O Brasil tem praticado algumas políticas para atingir uma melhor eficiência energética, sendo que estas principais políticas são descritas no tópico a seguir.

3.1

Principais políticas brasileiras de eficiência energética

A iniciativa pioneira no país sobre uso racional da energia teve início em 1975, quando o Grupo de Estudos sobre Fontes Alternativas de energia (GEFAE) organizou, junto com o Ministério de Minas e Energia - MME - um Seminário sobre Conservação de Energia, devido a uma preocupação com os preços do petróleo devido ao choque do petróleo ocorrido em 1973. Ainda neste mesmo ano, a FINEP (Fundo de Financiamentos de Estudos de Projetos e Programas) obteve autorização da Presidência da República para alocar recursos financeiros à realização do Programa de Estudos da Conservação de Energia, passando a desenvolver e apoiar estudos visando a busca de maior eficiência na cadeia de captação, transformação e consumo de energia (LA ROVERE, 1994).

Dentre os principais programas de conservação de energia criados no Brasil merecem destaque o PBE, Plano Brasileiro de Etiquetagem, instituído em 1984, ficando a cargo do INMETRO e do PROCEL, criado em 1985, visando a conservação da energia elétrica no país (GARCIA et al., 2007). Seguindo a mesma direção, foi estabelecido em 1991 o CONPET (Programa Nacional da Racionalização do uso dos derivados do Petróleo e Gás Natural), que é um programa parecido com o PROCEL, mas que tem por objetivo o uso racional do petróleo e gás.

Em 24 de julho de 2000, há um marco regulatório instituído pela Lei 9.991, no que tange a participação das concessionárias e permissionárias de serviços públicos na responsabilidade pela conservação da energia elétrica.

Devido ao problema do racionamento de energia elétrica, provocado por períodos de baixa afluência e falta de investimentos no setor, que assolou o país no início do século XXI, foi instituído pelo governo federal, em 17 de outubro de 2001, a Lei nº 10.295, ou Lei da Eficiência Energética com o objetivo de estabelecer uma política nacional de conservação e uso racional de energia elétrica.

Mais recentemente, o PNEf, Plano Nacional de Eficiência Energética, foi aprovado pelo Ministério de Minas e Energia para que se atinjam as metas de economia de energia no contexto do planejamento energético nacional. Assim, o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) e os Planos Decenais de Energia (PDEs) são incorporados às políticas de eficiência energética definidas pelo governo.

Nos subtópicos que se seguem cada um destes programas será detalhado.

3.1.1 Programa Brasileiro de Etiquetagem - PBE

O PBE é um protocolo de cooperação, que foi firmado em 1984 entre o Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior - MDIC - e a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE, com interveniência do MME, sendo coordenado pelo INMETRO e tendo como participantes os fabricantes nos Grupos Técnicos (PROCEL, 2011).

O principal objetivo do PBE é promover a conservação de energia por meio de etiquetas informativas quanto ao consumo de máquinas e equipamentos, havendo regulamentos técnicos específicos para cada máquina e equipamento específico.

O Programa Brasileiro de Etiquetagem visa prover os consumidores de informações que lhes permitam avaliar e otimizar o consumo de energia dos equipamentos eletrodomésticos, selecionar produtos de maior eficiência em relação ao consumo, e melhor utilizar eletrodomésticos, possibilitando economia nos custos de energia.

A adesão ao Programa Brasileiro de Etiquetagem é voluntária no início e torna-se obrigatória para alguns equipamentos, conforme decisão do CGIEE (Comitê Gestor de Indicadores de Eficiência Energética). Quando voluntária, só são feitos testes com os produtos dos fabricantes que querem fazer parte do PBE. A partir dos resultados, é criada uma escala onde todos serão classificados. Esses testes são repetidos periodicamente, a fim de atualizar a escala.

Com isso, o Programa incentiva a melhoria contínua do desempenho dos eletrodomésticos, buscando otimizar o processo de qualidade dos mesmos. Isso estimula a competitividade do mercado, já que, a cada nova avaliação, a tendência é que os fabricantes procurem atingir níveis de desempenho melhores em relação à avaliação anterior.

Os produtos etiquetados que apresentam o melhor desempenho energético em sua categoria poderão também receber um selo de eficiência energética. Isto significa que estes produtos foram premiados como os melhores em termos de consumo específico de energia e faz a distinção dos mesmos para o consumidor. Para os equipamentos elétricos domésticos etiquetados é concedido anualmente o Selo PROCEL. Para aparelhos domésticos a gás é concedido o Selo CONPET.

3.1.2

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL

O PROCEL é um programa do Governo Federal vinculado ao Ministério de Minas e Energia e que foi criado em 30 de dezembro de 1985, por meio da Portaria Interministerial nº 1.877, sendo executado pela Eletrobrás.

Tendo como missão promover a eficiência energética, contribuindo para a melhoria da qualidade de vida da população e eficiência dos bens e serviços, reduzindo os impactos ambientais, o PROCEL possui os seguintes objetivos:

- Estimular o uso eficiente e racional de energia elétrica;
- Fomentar e apoiar a formulação de leis e regulamentos voltados para as práticas de eficiência energética;
- Aumentar a competitividade do país;
- Reduzir os impactos ambientais;
- Proporcionar benefícios à própria sociedade;
- Fomentar o desenvolvimento de tecnologias eficientes.

O PROCEL hoje possui 10 subprogramas que são citados e explanados, a seguir, de maneira sucinta:

- PROCEL INFO: é o centro brasileiro de informação de eficiência energética, composto por sítio na internet e um *newsletter* diário;

- PROCEL AVALIAÇÃO: objetiva medir e avaliar os resultados das ações de eficiência energética implementadas no país;

- PROCEL SELO: objetiva o aumento da eficiência energética em equipamentos, orientando o consumidor na hora da compra de determinado equipamento elétrico, estimulando a fabricação e a comercialização de produtos e equipamentos mais eficientes energeticamente. Este selo, assim como o selo CONPET que será visto no tópico a seguir, tem validade de 1 ano e ganham o selo aqueles equipamentos que são considerados os mais eficientes de um determinado seguimento;

- PROCEL EDUCAÇÃO: este programa tem por objetivo disseminar a informação sobre a eficiência energética, contribuindo para uma mudança cultural da sociedade, atuando em todos os níveis do ensino (do básico à pós-graduação);

- PROCEL EPP: este programa é realizado em conjunto com o PROCEL Edifica e procura melhorar a eficiência energética nos prédios públicos;

- PROCEL SANEAR: este programa tem por objetivo reduzir o consumo de energia elétrica e assim melhorar a eficiência energética nos sistemas de saneamento ambiental dos municípios;

- PROCEL RELUZ: é o programa com ênfase na eficiência energética na iluminação pública e que tem por objetivo diminuir os gastos dos municípios com

iluminação pública e ao mesmo tempo contribuir para a melhoria das condições de vida noturna e segurança dos cidadãos;

- PROCEL GEM: é o programa de gestão energética municipal, tendo por objetivo ajudar as prefeituras a planejar e gerir seus gastos com energia elétrica;
- PROCEL EDIFICA: para aumentar a eficiência energética em edificações, criou-se um selo PROCEL para edifícios, similar ao que existe hoje para equipamentos, mas levando em consideração toda a complexidade e dimensão de uma edificação;
- PROCEL INDÚSTRIA: tem por objetivo melhorar a eficiência energética industrial, atuando principalmente em sistemas motrizes.

3.1.3

Programa Nacional da Racionalização do uso dos derivados do Petróleo e Gás Natural - CONPET

Instituído em 18 de julho de 1991 por Decreto Federal, cabendo à Petrobrás fornecer recursos técnicos administrativos e financeiros, o CONPET tem por objetivo promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis, estimular a eficiência no uso da energia em diversos setores, com ênfase nos transportes, nas indústrias e nas residências, além de desenvolver ações de educação ambiental, reduzindo a emissão de gases de efeito estufa.

Os principais subprogramas do CONPET são hoje:

- CONPET ETIQUETAGEM VEICULAR: trata-se do Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBE), permitindo ao consumidor comparar características de eficiência energética e consumo de combustível dos carros, por meio da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia para Veículos. A etiqueta é semelhante àquela utilizada em eletrodomésticos como fogões, aquecedores de água a gás e geladeiras;
- CONPET SELO: o objetivo do programa é estimular a produção e utilização de aparelhos domésticos a gás mais eficientes e seguros. Estes equipamentos são comercializados no Brasil com uma etiqueta de orientação ao consumidor contendo informações quanto ao rendimento energético (eficiência no consumo de gás) e certificação do INMETRO;

- **COMPET NO TRANSPORTE:** tem como objetivo beneficiar as empresas transportadoras que passam a oferecer um melhor serviço e diminuem os seus gastos com combustível;
- **COMPET NA ESCOLA:** objetiva integrar e motivar os professores para que sejam agentes transformadores dos hábitos e atitudes, não só de seus alunos, como da própria escola e da comunidade, no que se refere às questões relacionadas à energia, sociedade e preservação dos recursos naturais renováveis e não renováveis, especialmente os derivados de petróleo e do gás natural, e do meio ambiente;
- **PORTAL COMPET:** é a ferramenta utilizada para divulgar as ações do COMPET, além de produzir material de referência quanto à eficiência energética, meio ambiente e sociedade.

3.1.4 Programa de Eficiência Energética das concessionárias de energia elétrica - PEE

A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, institui o PEE e em seu art. 1º, estabelece que: "as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida (ROL) em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final".

Ficou estabelecido nesta mesma Lei que até 31 de dezembro de 2005, os percentuais mínimos definidos no caput do artigo 1º deveriam ser de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento (P&D), como para programas de eficiência energética (PEE) na oferta e no uso final da energia. Todavia, a resolução nº 492, de 3 de setembro de 2002, já definiu a obrigatoriedade da aplicação anual de, no mínimo, 0,50% da ROL em programas de eficiência energética no uso final de energia elétrica.

Na resolução nº 492, há uma sinalização do órgão regulador com ações de medição direta para constatar redução de demanda e consumo de energia. Além disso, as concessionárias e permissionárias começam a ser obrigadas a apresentar

uma Relação Custo-Benefício³ (RCB) de no máximo 0,85, sendo que projetos de iluminação pública (IP) podem apresentar RCB de no máximo 1,00.

Outra ação importante desta resolução é exigir que os equipamentos utilizados nos projetos tivessem selo PROCEL de eficiência e/ou PROCEL/INMETRO de desempenho e, ainda, que o custo das ações de marketing quando necessárias deveriam estar limitadas a 4% do valor total do Programa de Eficiência Energética.

A resolução nº 176, de 28 de novembro de 2005, vai um pouco além no que tange o processo de medição das ações de eficiência energética e define que os projetos do PEE devem apresentar metodologia de avaliação, monitoração e verificação de resultados, baseada no Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance (PIMVP). Além disso, define que o RCB passe a ser de 0,8 para todos os tipos de projetos e que os resultados de economia de energia devam ser de no mínimo 0,10% do mercado consumidor de energia elétrica da Concessionária/Permissionária. Esta resolução torna obrigatório o investimento de 50% dos recursos em Projetos de Baixa Renda. Esta medida é bastante questionada por algumas distribuidoras de energia elétrica, pois não têm um número significativo de mercado que se encaixe em consumidores de Baixa Renda.

A Lei Federal nº 12.212/10, de 20 de janeiro de 2010, alterou o art. 1º da Lei nº 9.991, prorrogando para até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos de 0,50% (cinquenta centésimos por cento) para pesquisa e desenvolvimento como para eficiência energética.

Uma das medidas que mais geraram controvérsias nesta nova Lei foi que as concessionárias de energia elétrica ficaram obrigadas a aplicar, no mínimo, 60% dos recursos de programas de eficiência energética em unidades consumidoras beneficiadas pela Tarifa Social⁴, não sendo mais o baixo poder aquisitivo a ditar a regra, mas enquadrado na tarifa social, o que limitou bastante o

³ A Relação Custo Benefício (RCB) nada mais é que a razão entre os custos e os benefícios anualizados do projeto de eficiência energética no âmbito do PEE.

⁴ A Tarifa Social de Energia Elétrica, atualizada pela Lei nº 12.212/10, é um desconto dado na tarifa de energia elétrica a famílias que estejam inscritas no Cadastro Único para Programas Sociais e que possuam renda familiar per capita de até meio salário mínimo. Este desconto pode variar entre 10 e 65% de acordo com a faixa de consumo.

universo das concessionárias de energia. Todavia, para que esta distorção seja atenuada, há discussões para se mudar o foco dos consumidores de baixa renda para os consumidores industriais.

Deve-se ressaltar que ações no segmento de mercado de baixa renda (geralmente troca de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas, trocas de refrigeradores antigos por novos que possuam o selo PROCEL, melhoria das instalações, entre outras) apresentam resultados de economia de energia e retirada de demanda da ponta do sistema duvidosos, comparativamente a outros projetos. Numa ação mais coerente, estes recursos poderiam alavancar projetos de aquecimento de água por energia solar, que comprovadamente substitui cargas com forte participação no sistema elétrico e que mantém presença firme no horário de pico do sistema ou de Iluminação Pública (ALVES, 2009).

As principais ações de Eficiência Energética nas Concessionárias são hoje em dia: orientações de uso eficiente de energia a clientes; adequação de instalações elétricas internas das habitações a clientes enquadrados à tarifa social; doações de equipamentos eficientes a esta categoria de clientes; instalação de aquecedor solar (substituição de chuveiros elétricos); ações educacionais específicas para algumas comunidades mais carentes; substituição de chuveiros elétricos em hospitais, creches e asilos; adequação de sistemas de iluminação interna; adequação de sistemas de climatização; efficientização em sistemas semafóricos com utilização de lâmpadas de LED; automação de sistemas de iluminação (sensores de presença e relés fotoelétricos); entre outras.

As ações anteriormente explicitadas constam no manual do PEE (ANEEL, 2008). No ano de 2013, a ANEEL publicou o a Resolução Normativa 556, que aprova os novos Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE. Dentre os novos projetos, pode-se citar: o compartilhamento com o consumidor final dos custos na aquisição de aparelhos eletrodomésticos mais eficientes; a possibilidade de inserção de fontes incentivadas em conjunto com ações de eficiência energética no uso final. Foram previstas ainda, ações de treinamento e capacitação de equipes técnicas e administrativas que atuam com consumidores beneficiados, além de um estímulo à formação de uma cultura de uso racional de energia em comunidades ou grupos de consumidores.

O novo procedimento possibilita às distribuidoras de energia utilizarem parte do recurso do PEE, por meio do desenvolvimento de um Plano de Gestão.

Dessa forma, o valor total disponível por ano para o Plano não deverá ultrapassar 5% do investimento anual obrigatório para o PEE, calculado com base na ROL apurada no período de janeiro a dezembro do ano anterior, e limitado a R\$ 600 mil por ano.

3.1.5 A Lei de Eficiência Energética

Foi promulgada, em 17 de outubro de 2001, a Lei nº 10.295, conhecida como Lei da Eficiência Energética, sendo considerado o principal marco regulatório desta matéria no Brasil. Esta Lei dispõe sobre a política nacional de conservação e uso racional de energia, visando a alocação eficiente dos recursos energéticos e a preservação do meio ambiente. Desta forma, fica sob a responsabilidade do Poder Executivo, estabelecer índices mínimos de eficiência energética ou máximos de consumo específico para máquinas e equipamentos que consumam energia.

Para estabelecer os níveis mínimos e máximos de eficiência energética, esta Lei em seu artigo 2º institui o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética - CGIEE, composto pelo MME, MCT, MDIC, ANEEL, ANP, Universidades e um cidadão brasileiro. Este comitê tem as seguintes competências: elaborar regulamentação específica para cada tipo de aparelho e máquina consumidora de energia; estabelecer Programa de Metas com indicação da evolução dos níveis a serem alcançados para cada equipamento regulamentado; e constituir Comitês Técnicos para analisar e opinar sobre matérias específicas sob apreciação do CGIEE, inclusive com a participação de representantes da sociedade civil.

Foram previstos normas, procedimentos e indicadores dos ensaios dos equipamentos e máquinas que tiveram índices mínimos e máximos de eficiência energética previstos nesta Lei, a serem realizados em laboratórios competentes para a realização destes ensaios e que tivessem em seus procedimentos mecanismos de avaliação da conformidade.

3.1.6 Plano Nacional de Eficiência Energética - PNEf

A portaria 594, de 19 de outubro de 2011, publicada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) aprovou o "Plano Nacional de Eficiência Energética - Premissas e Diretrizes Básicas", que busca consolidar e ampliar o conjunto de iniciativas, ações e estratégias existentes para incentivar todos os setores da economia aproveitarem o potencial de eficiência energética existente. Este documento serve como orientador para que se atinjam as metas de economia de energia no contexto do planejamento energético nacional. Desta forma, o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) e os Planos Decenais de Energia (PDEs) vão incorporar as políticas de eficiência energética definidas pelo governo. Portanto, a eficiência energética que era contemplada de uma maneira não explícita no planejamento energético nacional, pois de certo modo, nas projeções, havia as considerações que já contavam com a eficiência energética, passa a ser considerada de forma explícita.

O PNEf também propõe a criação de um comitê gestor, presidido pelo MME, para gestão, acompanhamento e publicação de informações e resultados das ações de eficiências energéticas realizadas no país. Para tanto, prevê-se a criação de um banco de dados e informações sobre, por exemplo, índices de consumo específico e linhas de base de desempenho energético de processos e tecnologias de uso final, com o acompanhamento temporal, para ser utilizado em estudos de mercado e, inclusive, a redução de Gases de Efeito Estufa, conforme estabelecido na Lei 12.187/2009.

Na área de legislação, o PNEf busca o fortalecimento do marco legal para garantir a sustentabilidade da eficiência energética. As propostas voltam-se, por exemplo, para assegurar fontes perenes e estáveis para o fomento às ações de eficiência energética; analisar alternativas de novos estímulos aos investimentos em eficiência energética, mediante estudos de aperfeiçoamento da regulação; estudar medidas para abranger segmentos ainda não atendidos e carentes de ações de eficiência energética; estudar a pertinência dos leilões de eficiência energética; e elaborar e implantar a regulamentação de incentivos fiscais e tributários para equipamentos energeticamente eficientes.

Quanto às distribuidoras de energia elétrica, o PNEf solicita a análise de alternativas de novos estímulos aos investimentos em eficiência energética, por meio de estudos de aperfeiçoamento da regulação, incluindo mecanismos como gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), tarifa amarela⁵ e projetos pelo lado da oferta no programa da ANEEL. Algumas destas medidas seriam possíveis com a implementação de *smart metering*⁶.

O plano defende também um aumento da sinergia do PROCEL e do CONPET para o fomento do uso do gás natural, estabelecendo uma convergência das ações entre eletricidade e combustíveis. Além disso, o PNEf tem a intenção de fortalecer a governança dos dois programas através do restabelecimento dos grupos coordenadores dos programas sob o MME e assegurando recursos financeiros para estes dois programas.

O PNEf propõe um conjunto de ações e medidas principalmente para os setores da indústria e de micro, pequenas e médias empresas; transportes; educação; o Programa Brasileiro de Etiquetagem; edificações; prédios públicos; iluminação pública; saneamento; aquecimento solar de água; pesquisa e desenvolvimento (P&D); Medição e Verificação (M&V); parcerias internacionais; e financiamento de iniciativas. Além disso, as diretrizes da ISO 50001⁷ serão incorporadas ao Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf) como um dos mecanismos utilizados na economia do consumo.

A meta do PNEf é atingir uma economia acumulada de energia elétrica de 106.623 GWh em um período de 20 anos, valor que corresponde a 10,37% do consumo base (1.027.896 GWh). Segundo o plano, tal resultado virá com a redução de 5% da demanda advinda de progresso autônomo, por iniciativa do mercado; e outros 5% por progresso induzido, estimulado por políticas públicas.

⁵ A Tarifa Amarela é a cobrança pelas concessionárias de serviço de energia elétrica, de tarifas diferenciadas de consumo a consumidores de baixa tensão (residenciais e comerciais) no horário de ponta do sistema, que vai de 17 às 21 horas.

⁶ A medição inteligente ou *smart metering* utiliza medidores elétricos que registram o consumo de energia elétrica em intervalos de uma hora ou menos e comunica esta informação pelo menos uma vez ao dia à distribuidora de energia elétrica para fins de monitoramento e faturamento. Muitas das vezes estes medidores são bidirecionais, possibilitando a um cliente da concessionária de energia, não ser apenas consumidor, mas também micro ou mini gerador de energia elétrica.

⁷ A ISO 50001 é uma norma internacional que trata da Gestão de Sistemas de Energia.

O plano redefiniu a projeção de demanda de energia no cenário de referência do Plano Nacional de Energia (PNE) 2030, ajustando-o a partir das premissas de crescimento do PDE 2019, adotando consumo de 419.016 GWh em 2010 e considerando redução acumulada ano a ano de 0,60% sobre o consumo base. A projeção de demanda de energia elétrica do PNEf está bem próxima da mesma projeção efetuada no PDE 2019, segundo este documento. A Tabela 3.1 a seguir é extraída do PNEf e mostra a economia de energia por ano até 2030.

Tabela 3.1 - Meta de economia de energia elétrica do PNEf

Ano	Consumo Base (GWh)	Consumo Final (GWh)	Econ. Acumulada (GWh)	Economia do Ano (GWh)
2010	419.016	419.016		
2011	442.062	439.548	2.514	2.514
2012	466.375	461.211	5.164	2.650
2013	492.026	483.943	8.083	2.919
2014	519.087	507.796	11.291	3.208
2015	542.446	527.752	14.694	3.403
2016	566.856	548.490	18.366	3.672
2017	592.365	570.044	22.321	3.955
2018	619.021	592.445	26.576	4.255
2019	646.877	615.728	31.149	4.573
2020	674.693	638.699	35.994	4.845
2021	703.705	662.525	41.180	5.186
2022	733.964	687.241	46.723	5.543
2023	765.525	712.881	52.644	5.921
2024	798.442	739.477	58.965	6.321
2025	832.775	767.067	65.708	6.743
2026	868.584	795.688	72.896	7.188
2027	905.934	825.379	80.555	7.659
2028	944.889	856.178	88.711	8.156
2029	985.519	888.128	97.391	8.680
2030	1.027.896	921.272	106.624	9.233

Conforme PNE 2030, a principal barreira identificada para definir as perspectivas de eficiência energética nos próximos 25 anos é a precariedade das informações disponíveis. Essas possuem grande incerteza e, na maioria das vezes, são escassas e sem metodologia única e consolidada. Desta forma, um modelo que considere as incertezas deve ser pensado, para o aperfeiçoamento da metodologia de planejamento energético no aspecto da inserção da eficiência energética, consideram-se as seguintes propostas:

- Disponibilidade de dados e informações confiáveis, com atualizações apropriadas para estudos e análises de mercado;
- Para o financiamento destas pesquisas, deve-se avaliar a viabilidade de se utilizar os fundos setoriais, evitando-se que o ônus recaia sobre uma única instituição;
- Devem-se estudar mecanismos que promovam um maior intercâmbio entre as instituições responsáveis pelo planejamento e os agentes detentores de informações como INMETRO, PROCEL, CONPET, CEPEL, centros de referência em eficiência energética e associações (ABESCO, CNI, ABRADÉE, etc) para o adequado compartilhamento dos dados.

3.2 Medição e Verificação (M&V)

A Medição e Verificação (M&V) surge nos Estados Unidos inicialmente para subsidiar os Contratos de Performance, garantindo uma padronização nos cálculos de economia de energia em projetos de eficiência energética. Mais tarde, especificamente no Brasil, esta começa a ser utilizada pelas concessionárias de energia elétrica para avaliação do PEE (Resolução 492/2002). E ainda, mais especificamente no leilão de eficiência energética, serve para garantir um montante de energia economizado a partir das ofertas ao leilão.

Segundo WALTZ (2003), as técnicas de apuração das economias de eficiência energética foram criadas em contrato feito pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) no início dos anos 80, para reduzir a descrença de donos de instalações que firmavam contratos de performance com as ESCOs. Em 1994, O DOE iniciou o esforço para estabelecer consenso internacional em padrões para determinar os ganhos com eficiência energética. Inicialmente foi elaborado o NEMVP – *National Energy Measurement and Verification Protocol*.

Em 1997, o documento foi renomeado para IPMVP – *International Performance Measurement and Verification Protocol* e, desde aquele ano, o INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética), com o apoio inicial do PROCEL e da USAID (*United Station Agency for International Development*), vem

traduzindo e adaptando seus textos para o português. Tendo em vista que o IPMVP foi traduzido para 10 línguas e é usado em mais de 40 países, foi organizada a IPMVP Inc., empresa sem fins lucrativos para administrar os produtos. As cópias são distribuídas na Internet a custo zero para os interessados.

Antes de se entrar mais a fundo neste assunto, deve-se colocar a ideia central de alguns especialistas que economia de energia não se mede (WALTZ, 2003; PROCEL, 2011). Há, na verdade, um desempenho do sistema antes do *retrofit*⁸ da instalação nas condições então existentes, e outra medição após as medidas de eficiência energética, nas condições atuais.

3.2.1 A M&V e as ESCOs

As empresas de serviços de energia ou ESCOs (*Energy Service Companies*), geralmente, são as responsáveis, por meio de um contrato de desempenho, de identificar, estudar, conceber, financiar, implementar e acompanhar, por meio de medidas de M&V, as ações de eficiência energética em um determinado cliente. Uma característica importante da ESCO é que ela, na maioria das vezes, não financia o projeto com seus próprios recursos, mas consegue o financiamento de bancos. O próprio Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem uma linha específica de financiamento para as ESCOs, o PROESCO. Segundo COSTA (2006), o PROESCO segue a estrutura a seguir:

⁸ *Retrofit* é uma palavra inglesa que significa a troca de componentes em equipamentos ou de equipamentos em sistemas para, no caso de ações de eficiência energética, torná-los mais eficientes no uso da energia.

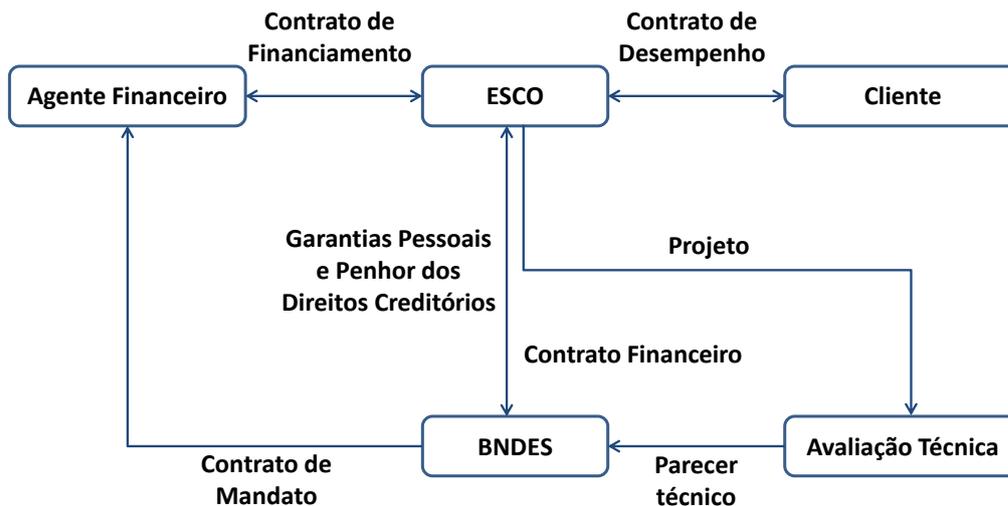


Figura 3.1 – Estrutura do PROESCO

Fonte: Adaptado de COSTA (2006)

Um contrato de performance, em geral, estabelece que o financiamento do projeto será feito a partir da economia de energia, podendo ser o capital utilizado de origem privada, advinda de diversas fontes de financiamento.

A diferença entre empresas de consultoria/engenharia e ESCOs é que, enquanto aquelas são pagas pelo seu tempo e recomendações, estas são pagas pelo resultado que suas recomendações produziram. Ou seja, uma ESCO oferece projetos baseados em desempenho, sendo a remuneração paga de acordo com a economia de energia obtida. Portanto, sua remuneração é de risco, uma vez que depende da efetiva redução de energia estimada. Já os riscos das empresas de consultoria/engenharia são limitados ao valor de seu pagamento, uma vez que não é firmado nenhum termo de performance.

A forma mais eficaz de reduzir os riscos em que as ESCOs estão submetidas é o estabelecimento de medidas eficazes de Medição e Verificação (M&V). Todavia, os custos com a medição podem muitas vezes inviabilizar determinados projetos, principalmente os menores. Dependendo das grandezas a serem medidas (energia, demanda máxima, demanda na ponta, fator de potência, etc), da duração da medição (medidores de memória de massa), se a medição é individualizada ou não, os custos com a medição podem variar muito. Por exemplo, os medidores que possuem memória de massa e medem demanda e energia podem custar até 10 vezes mais que um medidor que meça apenas energia.

O planejamento das medidas de M&V deve ser realizado desde o início do projeto. Em geral, um projeto de eficiência energética tem os passos a seguir, sendo que a M&V fecha o ciclo para que o compromisso de redução de energia elétrica seja efetivamente medido:

1. Pré-diagnóstico (ou pré-auditoria);
2. Proposta preliminar e carta compromisso entre as partes;
3. Diagnóstico energético detalhado (incluso, análise das medições prévias);
4. Proposta do projeto, incluso com a definição do financiamento;
5. Negociação e assinatura do contrato;
6. Implementação das ações de eficiência energética e comissionamento;
7. Gerenciamento de energia e M&V.

O pré-diagnóstico consiste de uma análise preliminar (*walk through*) dos potenciais de redução de energia da planta. É considerado o primeiro nível nos principais manuais de auditoria energética, principalmente no manual da ASHRAE (*American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*), sendo considerado de baixa precisão. Com a auditoria preliminar, pode-se fazer uma proposta preliminar ao proprietário da planta e assim emitir uma carta compromisso.

De posse da carta compromisso, assinada pelo proprietário da instalação, a ESCO pode partir para um diagnóstico detalhado, onde são realizadas as medições prévias para se verificar o potencial de energia conservada. Nesta fase, ainda não se implementam as ações de M&V, mas se fazem algumas medições para se ter uma ideia do potencial de redução de energia, para que em seguida se possa calcular o fluxo de caixa do projeto e emitir a proposta.

A negociação e, mais tarde, a assinatura do contrato só será realizada de posse da proposta, pois assim poder-se-á definir qual o valor a ser financiado e quais os percentuais financeiros relativos à energia conservada cabem a ESCO e ao dono da planta. É importante nesta fase que fique clara a responsabilidade de cada um das partes (ESCO e proprietário da planta) e qual a performance que será exigida.

Fechado o contrato, são realizadas, portanto, as medidas de eficiência energética e comissionamento da planta. Por fim, são adotadas ações de medição e

verificação e o gerenciamento da energia reduzida a cada período contratado. Assim, a ESCO deve definir a cada mês a economia de energia e monetária. Esta economia de energia deve ser feita comparando a linha de base do uso da planta antes, com o seu uso após a instalação das medidas de eficiência energética.

Deve ficar claro que, um bom plano de M&V deve medir os parâmetros-chaves das ações de eficiência a serem implementadas para a construção da linha de base ou *baseline*.

3.2.1.1 Estabelecendo a *baseline*

As condições pré-contratuais (*baseline* ou linha de base) devem ser de comum acordo entre o cliente, dono da instalação, e a ESCO. De qualquer forma, as seguintes informações devem constar do contrato, para todo o período da *baseline*: consumo e demanda de energia em cada medidor; histórico do uso da instalação (por exemplo, taxa de ocupação do prédio ou instalação); histórico da operação dos equipamentos (por exemplo, falhas no suprimento de energia elétrica); e histórico de fatores externos relevantes que influenciem o uso da energia (em prédios são importantes as variações climáticas exteriores).

A linha de base é feita através da verificação do consumo antes e da projeção do consumo depois das implementações das medidas de eficiência energética. É importante enfatizar que, por ser uma projeção, depois de implantadas as ações de eficiência energética se terá outra planta e que ajustes da curva de *baseline* devem ser previstos no contrato. Esta curva pode ser feita de diversas formas, mas dependendo do grau de complexidade das ações de eficiência energética adotadas ela pode ser feita através de uma análise de regressão multivariada.

Na figura 3.2 a seguir, tem-se um exemplo de linha de base utilizando análise de regressão, onde foi ajustada uma curva aos dados medidos.

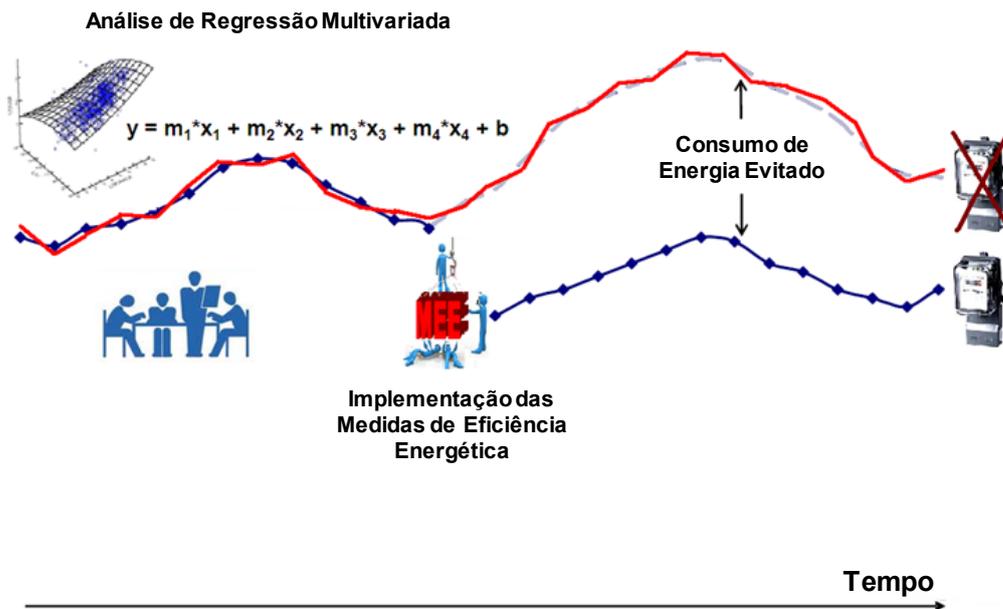


Figura 3.2 - Exemplo de *baseline*

Pode-se notar na figura 3.2 que a continuação da curva ajustada (linha vermelha) à curva de medição (linha azul) antes das medidas de eficiência energética (MEE) é extrapolada após estas ações serem feitas (não há medidor para este cenário e sim uma estimativa). O consumo de energia evitado ou energia reduzida com as medidas de eficiência energética é calculado pela diferença dos valores da curva de regressão extrapolada e os valores medidos após a implementação das ações.

3.2.2 A M&V e as distribuidoras de energia elétrica

Como já mencionado na seção 3.1.4, a resolução ANEEL nº 176, de 2005, estabelece que os projetos do PEE devem apresentar metodologia de avaliação, monitoração e verificação de resultados, baseada no Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance (PIMVP). A resolução coloca ainda que, esta escolha deverá ser justificada, além de suas possíveis implicações, como: avaliação das incertezas associadas ao método escolhido e o impacto do custo dessas ações para o projeto. Além disso, os custos relacionados com as ações de M&V deverão ser previstos na elaboração do projeto e quando da avaliação dos resultados deste, a ANEEL poderá solicitar alterações no plano de medição e

verificação adotado pela empresa, observando obviamente a razoabilidade e exequibilidade dessas alterações.

Destaca-se que esta resolução menciona a utilização do protocolo de forma bem genérica e os conceitos a serem seguidos, sem detalhar como as ações M&V devem ser realizadas, não se preocupando que medidas mínimas de M&V um determinado projeto deve ter. Assim, todo o risco de se implantar medidas de Medição e Verificação bem feitas em um determinado projeto de eficiência energética fica sob a responsabilidade das concessionárias/permissionárias de energia elétrica. Desta forma, torna-se um desafio para estas empresas definirem estas ações, que podem muitas vezes onerar o projeto, aumentando o RCB, que deve ser de no máximo igual a 0,8.

Visando contornar este problema, a ABRADDEE, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica, começa a fazer alguns estudos para o estabelecimento de requisitos mínimos de medição e verificação de resultados que possam ser aplicados aos projetos de eficiência energética desenvolvidos pelas distribuidoras. Estes estudos, que são apresentados nos parágrafos que se seguem, visam definir os requisitos mínimos para os projetos que compõem o PEE da ANEEL e foram apresentados em uma palestra no CITENEL 2011.

O objetivo do projeto proposto pela ABRADDEE é identificar as melhores práticas de avaliação de projetos de eficiência energética e criar procedimentos de Medição e Verificação de Performance, considerando a metodologia do PIMVP.

Foram solicitadas às distribuidoras de energia que enviassem seus projetos de eficiência energética para que as práticas adotadas por estas empresas fossem avaliadas. Estes projetos foram divididos em 4 grupos por seu uso final, a saber:

- Grupo 1: Baixa Renda;
- Grupo 2: Refrigeração, Climatização e Aquecimento solar;
- Grupo 3: Iluminação, Força Motriz e Acionamento de motores;
- Grupo 4: Ar comprimido, Cogeração a partir de resíduos e Cogeração a

partir de combustíveis adquiridos.

Com isso, conseguiu-se ter uma avaliação prévia dos projetos enviados pelas distribuidoras. Todavia, como grande parte dos projetos se refere a ciclos anteriores a 2008, foi difícil caracterizar e definir padrões de medição compatíveis

com o PIMVP, mas alguns pontos importantes já foram discutidos em um seminário entre as empresas participantes do grupo de estudo.

Nos projetos de baixa renda, se verificou uma tendência de utilização do período de 7 dias para medição dos usos finais. Já em relação aos projetos de iluminação em geral, concluiu-se que há a possibilidade de utilizar horímetros para a medição do tempo de uso.

Para os demais tipos de projetos relacionados anteriormente e os demais usos finais, verificou-se que há a necessidade de medições contínuas para formação de um banco de dados que permita realizar estimativas confiáveis de alguns parâmetros, visando a redução de custos de alguns procedimentos de M&V, principalmente no caso de baixa renda. Ainda, propõe-se a utilização do cálculo dos resultados das economias através de simulação computacional, principalmente para os usos finais sensíveis às diferentes variáveis exógenas, tal como aquecimento solar.

Existem grandes desafios para se definir procedimentos que permitam a realização dos ajustes necessários das linhas de base a custos compatíveis com os projetos realizados, que inclusive não prejudiquem o RCB do projeto. Desta forma, os resultados e recomendações deste projeto da ABRADDEE foram submetidos à análise da ANEEL, que depois de suas recomendações deve colocá-lo em consulta pública. A expectativa é que em breve seja estabelecida uma resolução que contemple os requisitos mínimos de M&V por uso final, para que fique mais claro e fácil a implementação da prática de M&V pelas distribuidoras de energia em projetos do PEE.

Com o estabelecimento destes requisitos mínimos, pode-se cogitar a possibilidade das distribuidoras de energia elétrica a participarem do leilão de eficiência energética com estes projetos.

3.2.3 Protocolos de M&V

Existem alguns protocolos internacionais de medição e verificação, sendo que os mais citados na literatura são o IPMVP (*International Performance Measurement and Verification protocol*) e o FEMP (*Federal Energy Management Program*). Este último é uma referência internacional de aplicação da metodologia

de M&V em projetos de eficiência energética, voltado especificamente para os prédios públicos americanos, desta forma, não será abordado neste trabalho.

O protocolo internacional é conhecido no Brasil como PIMVP - Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance (EVO, 2010), tendo caráter geral, uma vez que apenas busca definir diretrizes básicas e conceitos a serem seguidos, sem detalhar como o M&V vai ser realizado.

Um dos objetivos do PIMVP é subsidiar os “Contratos de Performance”, garantindo uma padronização nos cálculos de economia de energia em projetos de eficiência energética. Todavia, caso as partes concordem com aproximações e simplificações do Plano de M&V, e desde que seja feita pelo menos uma medição (antes e depois), este plano pode ser considerado aderente ao protocolo.

Em qualquer ação de M&V, o protocolo define que a economia de energia é determinada comparando o uso de energia antes e depois da instalação das ações de eficiência energética, sendo que o modelo de linha de base deve ser estabelecido antes da implantação das medidas de eficiência energética. Depois da instalação do projeto de eficiência energética, deve-se definir um modelo de pós-instalação que deve ser o ajuste do modelo inicial, antes da implantação do projeto.

O PIMVP cita ainda as condições que mais afetam o consumo de energia: clima, ocupação, produtividade total da planta e operações requeridas por estas condições. Estas condições devem ser sempre avaliadas no plano de M&V.

O protocolo define diferentes opções de M&V e as divide em dois grupos, quanto à isolação ou não das ações de economia de energia. Quando se consegue isolar as ações de economia de energia: opções A e B; e quando se olha para o estabelecimento como um todo: opções C e D.

Para qualquer uma das opções, quando se define que determinada variável deve ser medida, num projeto de M&V, todos os equipamentos de medição para que esta variável seja medida devem ser calibrados. Não obstante, quando é definido que a variável vai ser estimada, pode-se utilizar equipamentos de medição como apoio para estimação, que não necessitam necessariamente ser calibrados.

Opção A: medição parcial de *retrofit* isolado

Nesta opção, mede-se apenas uma variável antes e depois e as outras são estimadas, sendo que as economias são determinadas por medições isoladas do uso de energia do(s) sistema(s) onde foi aplicada a ação de eficiência energética, sendo, em geral, estas medições de curto prazo.

Podem ser realizadas, neste caso, também medições parciais, podendo alguns parâmetros ser estimados, desde que os erros decorrentes desta estimativa não sejam significativos para as economias resultantes. Além disso, a metodologia das estimativas deve ser mostrada no plano de M&V e o erro destas estimativas deve ser especificado.

Tanto na opção A, quanto na opção B, que será mencionada a seguir, a delimitação da fronteira de medição deve ser bem definida, devendo o local de instalação dos medidores ser o delimitador de fronteira.

Opção B: *retrofit* isolado

Trata-se das ações de medição e verificação quando são medidas todas as variáveis definidas no plano de M&V, sendo que as economias são determinadas por medições de campo do uso de energia dos sistemas onde a ação foi aplicada, em separado do uso de energia do restante da instalação.

As medidas para este caso, em geral, são realizadas por um período representativo da forma de uso da energia dos equipamentos envolvidos para se reduzir o consumo de energia.

Opção C: medição em toda a instalação

As economias são determinadas, nesta opção, pela medição do uso de energia em toda a instalação, sendo utilizado o medidor da concessionária na maioria dos casos. O PIMVP pondera que as economias devem ser de no mínimo 10% do consumo de energia da instalação, para que sejam distinguíveis das variações aleatórias consideradas habituais.

Por a opção C ser utilizada na maioria das vezes em casos em que várias medidas de eficiência energética são realizadas em uma mesma instalação, esta deve ser estimulada, pois explora um potencial maior daquele obtido por medidas com mensuração definida (GARCIA, 2009).

Opção D: simulação calibrada

Esta opção é usada quando não se dispõe de dados do período-base ou quando no período relatado (pós-reforma), outros fatores impeçam uma boa medição, não permitindo avaliar adequadamente a economia.

Nesta opção de M&V, as economias são determinadas através da simulação do uso de energia de componentes ou de toda a instalação, geralmente, para toda instalação.

As simulações neste caso devem modelar adequadamente o desempenho efetivo da energia medida na instalação e devem, ainda, ser detalhadas no plano de M&V.

Mesmo estimando variáveis, qualquer atividade de M&V tem um custo. Além disso, o protocolo internacional coloca que o grau de incerteza aceitável depende do montante de energia a ser economizada e do custo efetivo para se reduzir a incerteza, havendo, portanto, um plano ótimo de M&V para cada instalação e cada projeto de eficiência energética (EVO, 2010).

3.3 Outras Políticas de Eficiência Energética

3.3.1 Gerenciamento pelo Lado da Demanda

Os altos custos com combustíveis, as preocupações relativas à segurança energética e às emissões de gases de efeito estufa levaram os governos a investir na utilização de energias renováveis para geração de eletricidade. No entanto, a intermitência da maioria das fontes de energia renováveis pode criar problemas para as redes elétricas. Uma solução complementar consiste na utilização de estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), que podem ter o duplo efeito, de reduzir o consumo de energia e de permitir maior eficiência e flexibilidade na gestão da rede, admitindo uma melhor adequação entre a oferta e a demanda (PINA et al, 2012).

Estratégias de GLD são de grande interesse para as empresas distribuidoras de energia elétrica em todo o mundo, pois este mecanismo pode facilitar o funcionamento do sistema elétrico (BAYOND-RÚJULA, 2009; INFIELD, et al, 2007; ZARNIKAU, 2010). Muitos governos estão atualmente estudando políticas

para promover a aplicação do GLD (TORRITI et al., 2010; WANG et al., 2010), concentrando-se sobre as ações que incluem a promoção de planos de eficiência energética, mudanças de hábitos de consumo dos consumidores e resposta à demanda dinâmica.

A resposta à demanda dinâmica consiste no avanço ou atraso de ciclos de operação dos aparelhos por um período para aumentar o fator de diversidade do conjunto de cargas, evitando a demanda coincidente. É necessário um controle de muitos parâmetros das cargas (FINN et al., 2011; GARCIA, 2008).

É importante colocar que a resposta à demanda dinâmica não diminui a quantidade de energia elétrica consumida, mas apenas a transfere para quando é mais conveniente do ponto de vista de operação do sistema (STRBAC, 2008). No entanto, várias questões ainda devem ser abordadas a fim de garantir o sucesso da resposta à demanda (HO KIM et al, 2011).

Enquanto a resposta à demanda é mais orientada para o deslocamento de carga, medidas de eficiência energética tem o objetivo principal de diminuir o consumo total de energia no médio / longo prazo. Isto pode ser conseguido através de projetos de educação que possam melhorar os hábitos de consumo dos clientes (por exemplo, eliminando o consumo de energia em *standby*, incentivando o desligamento de lâmpadas que não são necessárias), promovendo a troca de aparelhos eletrodomésticos por outros mais eficientes (geladeiras, lâmpadas, máquinas de lavar, entre outros) e pressionando por uma construção mais sustentável e renovação de edifícios de modo que eles requeiram menos iluminação artificial e aquecimento / arrefecimento, através do bom isolamento da envoltória do edifício e da instalação de janelas apropriadas (PINA et al, 2012).

3.3.2 Certificados Verdes

No âmbito do protocolo de Quioto, a União Europeia (UE) concordou em reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Como resultado do acordo de Quioto, as emissões de GEE tem um papel central nas políticas de energia e meio ambiente da UE.

Uma das estratégias que podem ajudar os estados membros da UE a alcançar as metas de redução dos GEE é o estabelecimento de um mercado de

certificados verdes transacionáveis. Em um regime de certificados verdes transacionáveis, cada certificado é único e associado a uma quantidade definida de energia produzida a partir de fontes renováveis, por exemplo, um MWh de energia eólica produzida em certa data "t" pelo gerador "G" (GIRAUDET et al, 2012).

Em princípio, esquemas de certificados verdes negociáveis funcionam da seguinte forma: uma obrigação quantificada (quota) é imposta a uma categoria de operadores do sistema de energia elétrica (geradores, produtores, atacadistas, varejistas ou consumidores) para fornecer ou consumir certa percentagem de energia a partir de fontes renováveis. Na data de liquidação, os operadores devem apresentar o número necessário de certificados para demonstrar a conformidade.

3.3.3 Certificados Brancos

Os recentes avanços na tecnologia da informação e comunicação abriram novas possibilidades para melhorar a eficiência energética e o aumento da utilização de fontes renováveis de energia. O uso de recursos tecnológicos, como a internet e a medição inteligente (*smart metering*) podem permitir a emissão e a negociação em tempo real de certificados verdes transacionáveis, por exemplo. Ademais, estas tecnologias poderão também permitir a emissão de certificados brancos negociáveis.

Esquemas de certificados brancos são instrumentos de política energética que visam acelerar a difusão de tecnologias energéticas eficientes. Eles são caracterizados por três componentes principais: é colocada uma obrigação sobre as companhias de energia para alcançar uma meta quantificada de redução de consumo de energia (incluindo sanções em caso de não cumprimento das metas); as economias de energia são certificadas usando cálculos padronizados que minimizam os custos de transação; e a redução do consumo de energia pode ser certificada e comercializada de modo a permitir que as partes cumpram os seus objetivos (BERTOLDI & REZESSY, 2008, LANGNISS & PRAETORIUS, 2006, OIKONOMOU et al, 2007).

O objetivo do esquema de certificação branca é alcançar a economia de energia obrigatória ao menor custo possível. Estes certificados também são motivados por servirem como instrumentos para reduzir a carga de despesas

administrativa dos governos (MUNDACA & NEIJ, 2009). Basicamente, este esquema permite quatro possibilidades de transação (LANGNISS & PRAETORIUS, 2006), que podem ser visualizadas na Figura 3.3:

1. Transações entre as partes que tem obrigações de redução de energia (ou seja, na maioria dos casos, o fornecedor de energia) e consumidores de energia, ou ESCOs (Empresas de Serviços de Energia) e consumidores de energia.

2. Transações entre as partes que têm obrigações de redução de energia, objetivando a negociação de certificados.

3. Transações entre as partes que tem obrigações de redução de energia e as ESCOs, que podem independentemente realizar medidas de eficiência energética e negociar os certificados relativos à redução de consumo com tais medidas.

4. Operações de qualquer uma das partes com os *brokers* (intermediários das transações).

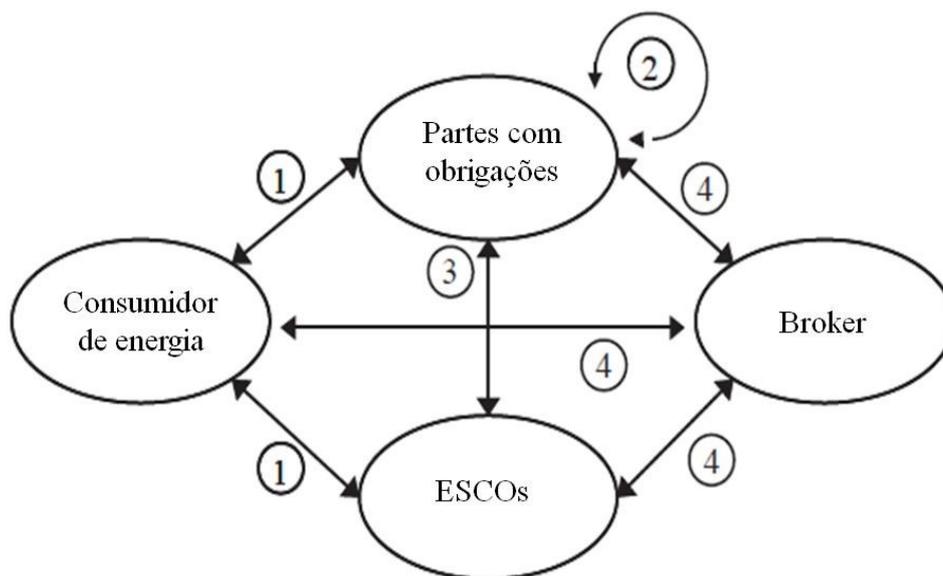


Figura 3.3 - Possibilidades de negociação de certificados brancos

O elemento central de qualquer medida de eficiência energética, com ou sem comércio, é a medição e verificação das economias de energia (PAVAN, 2012). Como já colocado, a escolha do cenário de referência apresenta algumas dificuldades, mas a forma de reduzir as incertezas associadas com este cenário de referência é a utilização de um protocolo de M&V.

Esquemas de certificados brancos foram implementados na Grã-Bretanha em 2002, na Itália, em 2005 e na França em 2006. Todavia, há muitas diferenças das políticas adotadas em cada uma das três regiões.

Uma das principais dificuldades para implantação de um esquema de certificados brancos é o seu custo de transação em relação ao acompanhamento, avaliação e certificação: pode ser caro e nem sempre fácil de estimar e verificar a economia de energia que pode ser obtida por uma determinada intervenção/medida de eficiência energética. Este obstáculo foi superado no Reino Unido considerando apenas os tipos padrão de intervenções, sendo criados procedimentos simples para calcular as melhorias esperadas em eficiência energética (FARINELLI, 2005).

O mecanismo italiano é mais flexível e mais amplo, mas por este motivo, há um aumento dos custos e das dificuldades técnicas e políticas o que atrasou sua implantação (FARINELLI, 2005). Ademais, a Itália é o único país dos três países que têm esquemas de certificados brancos, que possui um mercado *spot*.

Nenhuma penalidade para o não cumprimento de metas foi executada nos países avaliados, ademais, as metas nacionais foram superadas (GIRAUDET et al, 2012). Na Grã-Bretanha, as metas de 3 anos dos dois períodos alvos foram superadas em 30% e 44%, respectivamente (LEES 2005, 2008). Na França, a meta no primeiro período de 3 anos foi superada em 20% (65 contra 54 TWh exigidos). Em todos os casos, as economias superadas de energia foram levadas para o período de cumprimento seguinte. Na Itália, onde as metas são anuais, nos primeiros 2 anos, os certificados brancos conduziram a um alcance das metas de mais de 90% (PAVAN, 2008).

Analisando os três mercados acima mencionados, apesar da baixa disponibilidade de dados para estimar os custos e benefícios dos esquemas de certificados brancos, a fim de avaliar em que medida eles são rentáveis e economicamente eficientes, pode-se concluir que estes esquemas além de serem rentáveis são uma política economicamente eficiente (GIRAUDET et al, 2012, e MUNDACA NEIJ, 2009). Além disso, MUNDACA (2007) fez uma análise da natureza e escala dos custos de transação incorridos pelas partes obrigadas a participarem de um esquema de certificados brancos no Reino Unido e chegou à conclusão de que, apesar da magnitude dos custos de transação, houve um

aumento significativo da eficiência energética, trazendo benefícios financeiros e econômicos líquidos.

Um esquema de certificados de eficiência energética negociáveis não pode ser discutido sem considerar o regime do comércio de emissões europeu (FARINELLI et al, 2005, LANGNISS & PRAETORIUS, 2006). Dentro deste esquema, a eficiência energética pode desempenhar um papel importante. Não faria sentido, portanto, criar dois mercados paralelos para certificados, um para eficiência energética e outro para emissões de CO₂, pois o custo de transação envolvido seria muito maior. No entanto, as razões anteriormente expostas para a promoção da eficiência energética também deve deixar claro que os benefícios da eficiência energética vão além da mitigação de GEE (LANGNISS & PRAETORIUS, 2006).

4 Mercado de carbono

4.1 Gases de efeito estufa

O efeito estufa é um processo que ocorre quando uma parte da radiação infravermelha emitida pela superfície terrestre é absorvida por determinados gases presentes na atmosfera. Como consequência disso, o calor fica retido, não sendo libertado para o espaço. O efeito estufa dentro de uma determinada faixa é de vital importância, pois sem ele, a vida como a conhecemos não poderia existir. Serve para manter o planeta aquecido, e assim, garantir a manutenção da vida (WIKIPEDIA, 2013).

Alguns estudos do IPCC⁹ mostram como a temperatura média global vem aumentando trazendo como consequência o derretimento das geleiras, principalmente no hemisfério norte e causando, por conseguinte, o aumento do nível do mar. A figura 4.1 a seguir ilustra esta assertiva, onde se pode notar um aumento médio da temperatura média global de mais de 0,5% a partir da década de 50. Com isso, a partir deste período, percebe-se um derretimento maior das geleiras do hemisfério Norte, trazendo um consequente aumento do nível do mar.

⁹ IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intergovernamental sobre mudança do clima): grupo formado por cerca de 4 mil cientistas e especialistas em mudanças climáticas de todo o mundo, que participam de modo voluntário da elaboração de Relatórios de Avaliação periódicos sobre o status da ciência do clima. Em 2007, o IPCC foi agraciado com o Prêmio Nobel da Paz.

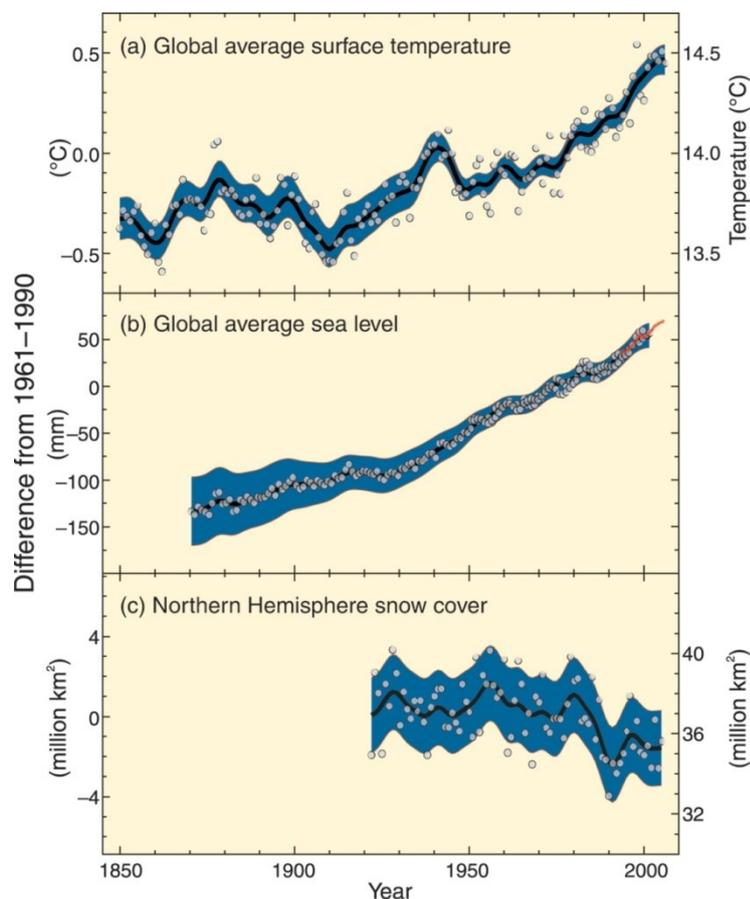


Figura 4.1 - Históricos de variáveis climáticas

Fonte: IPCC (2007)

Segundo estimativas do IPCC (2007), a temperatura média global vai subir entre 2,4 e 6,4°C até 2099 em seu cenário mais pessimista (A1FI). Neste mesmo cenário, o nível do mar deve subir de 26 cm a 59 cm. Além disso, outras modificações, incluindo eventos meteorológicos extremos, como Tsunamis, terremotos, maremotos, entre outros, devem continuar ocorrendo.

Estima-se que além do ano de 2100 as alterações climáticas causadas pelo homem ainda devem continuar por vários séculos. Mesmo havendo uma estabilização do clima, o nível do mar continuaria subindo durante vários milênios.

Existem vários gases responsáveis por causar o Efeito Estufa, sendo chamados de Gases de Efeito Estufa (GEE). Os gases de efeito estufa que se encontram em maior abundância na atmosfera são listados na tabela 4.1 a seguir, sendo o dióxido de carbono (CO₂) o que mais é emitido na atmosfera.

Para se estabelecer um mercado de carbono, era necessário que houvesse uma relação entre os GEE's. Desta forma, criou-se relações de impacto no

aquecimento global destes gases em relação ao que existe em maior abundância na atmosfera, o dióxido de carbono. Portanto, criou-se o dióxido de carbono equivalente, ou CO₂eq., o qual tem relação de 1 para 1 com o CO₂. A tabela 4.1, mostra a relação dos demais GEE's e o CO₂eq., e a duração, em anos, que estes gases permanecem na atmosfera. Por exemplo, como pode ser visto nesta tabela, 1 tonelada do gás hexafluoreto de enxofre, por exemplo, equivale à 23.900 toneladas de CO₂eq., sendo considerado o GEE mais tóxico, podendo este gás permanecer na atmosfera por aproximadamente 3.200 anos.

Tabela 4.1 - Relação do potencial de aquecimentos dos GEE's

Gases	Potencial de Aquecimento	Duração em anos
Dióxido de Carbono	1	50 - 200
Metano	21 - 23	12
Óxido Nitroso	230 - 310	125
Hidrofluor carbono	1.300 - 1.400	260
Perfluor carbono	6.200 - 7.100	100
Hexafluoreto de enxofre	23.900	3.200

Fonte: IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*

A figura 4.2 a seguir mostra que nos últimos anos ocorreu um crescimento linear dos principais gases de efeito estufa na atmosfera. Pode-se verificar que o dióxido de carbono e óxido nitroso tem um aumento a uma taxa anual média de 0,5% e 0,3%, respectivamente. A taxa anual média de crescimento do gás metano é comparada ao do CO₂ (0,5% a.a.), todavia, percebe-se uma redução da emissão desse gás nos últimos anos da série histórica, principalmente no final dos anos 90. Os gases CFC têm sido cada vez menos utilizados e começa-se a perceber uma tímida redução destes nos últimos anos.

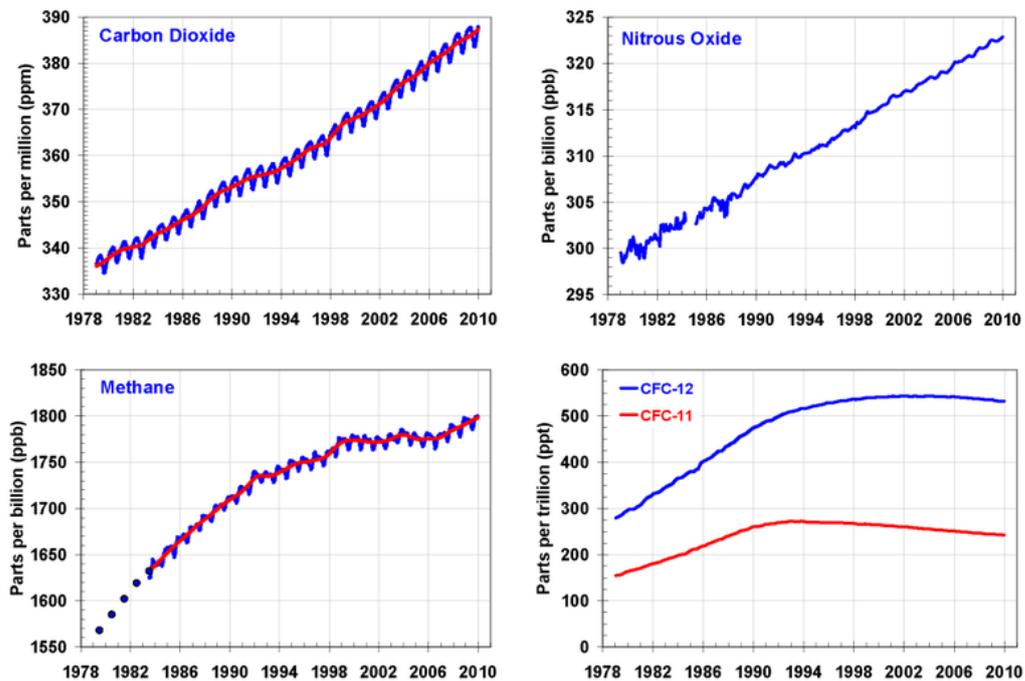


Figura 4.2 - Concentração de Gases de Efeito Estufa na atmosfera

Fonte: NOAA (2013)

Quanto maior o nível de desenvolvimento econômico de um país, maior é a quantidade de emissões de CO₂ deste. A tabela a seguir, que mostra o ranking dos 30 países que mais emitiram GEE's no mundo em 2008, de acordo com Agência Internacional de Energia (2010), ilustra bem esta assertiva. Pode-se verificar que os países em desenvolvimento que mais crescem economicamente (China e Índia) e os países mais desenvolvidos - Estados Unidos, Japão e União Europeia - encabeçam a lista. Um dos motivos do Brasil não estar entre os 10 primeiros da lista, advém do fato da matriz elétrica brasileira ser predominantemente de origem hidráulica.

Tabela 4.2 - Concentração de Gases de Efeito Estufa na atmosfera

Ranking	País	Emissão de CO2 1000 toneladas	Percentual total global
	Mundo	29.888.121	100,00%
1	China	7.031.916	23,33%
2	Estados Unidos	5.461.014	18,11%
3	União Européia	4.177.818	14,04%
4	Índia	1.742.698	5,78%
5	Rússia	1.708.653	5,67%
6	Japão	1.208.163	4,01%
7	Alemanha	786.660	2,61%
8	Canadá	544.091	1,80%
9	Iran	538.404	1,79%
10	Reino Unido	522.856	1,73%
11	Coréia do Sul	509.170	1,69%
12	México	475.834	1,58%
13	Itália	445.119	1,48%
14	África do Sul	435.878	1,45%
15	Arábia Saudita	433.557	1,44%
16	Indonésia	406.029	1,35%
17	Austrália	399.219	1,32%
18	Brasil	393.220	1,30%
19	França	376.986	1,25%
20	Espanha	329.286	1,09%
21	Ucrânia	323.523	1,07%
22	Polônia	316.066	1,05%
23	Tailândia	285.733	0,95%
24	Turquia	283.980	0,94%
25	Taiwan	258.599	0,86%
26	Cazaquistão	236.954	0,79%
27	Egito	210.321	0,70%
28	Malásia	208.267	0,69%
29	Argentina	192.378	0,64%
30	Holanda	173.750	0,58%

Fonte: IEA (2010)

Quando se olha para as emissões per capita, verifica-se que os países em desenvolvimento, como China e Índia, não são os grandes vilões das emissões de CO₂, por possuírem um contingente populacional extremamente relevante, quando comparados com outros países do globo. Entretanto, países desenvolvidos, como Estados Unidos, Japão e Alemanha, continuam encabeçando esta lista por

terem um alto nível de desenvolvimento. As emissões per capita podem ser melhor avaliadas na figura 4.3 a seguir.

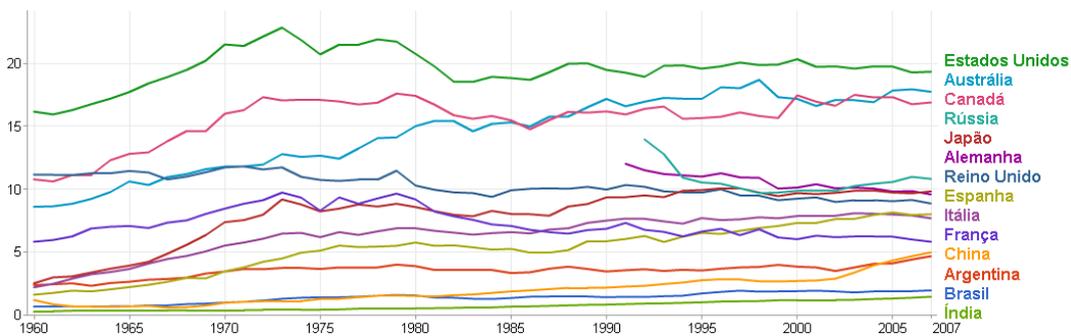


Figura 4.3 - Emissões per capita (em Toneladas de CO2)

Fonte: BANCO MUNDIAL, 2011

4.2 Definição de responsabilidades

A preocupação com o meio ambiente se torna cada vez maior à partir dos anos 70, quando é instituído pela Organização das Nações Unidas - ONU, na conferência de Estocolmo, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), estabelecendo, desta forma, "consciência ambiental do sistema ONU". No final desta mesma década (no ano de 1979) aconteceu, em Genebra na Suíça, a 1ª Conferência Mundial Sobre o Clima (IPCC, 2010).

Um dos conceitos mais disseminados hoje em dia, o Desenvolvimento Sustentável, foi criado em 1987 e pode ser definido como o desenvolvimento capaz de suprir as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade de atender as necessidades das futuras gerações, ou seja, é o desenvolvimento que não esgota os recursos para o futuro. A primeira ministra da Noruega, Gro Harlem Brundtland, chefiou a Comissão Mundial sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento, sendo o documento final desses estudos chamado de "Nosso Futuro Comum" e também recebido a denominação de Relatório Brundtland.

Entrando na década de 90, ocorre no Brasil, na cidade do Rio de Janeiro, um dos principais eventos mundiais que tem por objetivo a mitigação de problemas sociais e ambientais, a ECO-92. Neste evento, os países participantes se comprometeram a desenvolver sua Agenda 21, onde deveriam refletir, global e localmente, sobre a forma pela qual governos, empresas, Organizações não

Governamentais (ONG's) e todos os setores da sociedade poderiam cooperar no estudo de soluções para os problemas socioambientais.

As ações prioritárias da Agenda 21 brasileira são os programas de inclusão social (com o acesso de toda a população à educação, saúde e distribuição de renda), a sustentabilidade urbana e rural, a preservação dos recursos naturais e minerais e a ética política para o planejamento rumo ao desenvolvimento sustentável.

Ainda na ECO 92, foi aberto para assinatura o primeiro tratado internacional sobre mudanças climáticas, a Convenção Quadro da ONU sobre Mudanças Climática ou UNFCCC (em inglês, *United Nations Framework Convention on Climate Change*), onde a Comunidade Europeia e mais 154 países, incluindo o Brasil se comprometeram com a redução da emissão de gases de efeito estufa. Todavia, este tratado é apenas genérico, com apenas algumas exigências específicas. No Brasil, a coordenação deste tratado fica a cargo do Ministério de Ciências, Tecnologia e Inovação.

Um dos princípios do UNFCCC é que as "Responsabilidades são comuns, porém diferenciadas". Ou seja, a mudança do clima da Terra e seus efeitos negativos são uma preocupação comum de toda a humanidade, mas a maior parcela das emissões globais, históricas e atuais, de gases de efeito estufa é originária dos países desenvolvidos, tendo estes, portanto, maior responsabilidade na redução dos GEE's. Já a parcela de emissões globais originárias dos países em desenvolvimento pode crescer para que eles possam satisfazer suas necessidades sociais e de desenvolvimento.

Desta forma, a UNFCCC tem os seguintes objetivos:

- Estabilizar as concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera num nível que impeça uma interferência antrópica perigosa no sistema climático;
- Garantir a produção de alimentos;
- Permitir o desenvolvimento econômico dos países (principalmente em desenvolvimento), mas que seja de forma sustentável.

A Convenção Quadro passou a entrar em vigor em 1994, sendo criado nesta mesma época a Conferência das Partes (COP's), que dividiu os países em 2 grupos (ou partes):

- **Países do Anexo I:** países desenvolvidos.

- **Países não Anexo I:** países em desenvolvimento, Brasil inclusive.

4.3 O Protocolo de Quioto

Em 1997, na Conferência entre as Partes 3 ou COP3 em Quioto no Japão, foi constituído o Protocolo de Quioto que estabelece obrigações (mandatório) de redução de emissões de gases estufa (GEE's) para as nações industrializadas (países pertencentes ao Anexo I). Sendo que este protocolo passou a vigorar em 16 de fevereiro de 2005, com a ratificação da Rússia.

Os compromissos de redução de GEE's para os países do Anexo I é de 5,2% abaixo dos níveis de 1990 durante o primeiro período de compromisso que vai de 2008 a 2012, sendo que o não cumprimento das reduções das emissões implica penalidades financeiras. Todavia, cada país que ratificou o protocolo tem suas próprias metas de acordo com a quantidade de GEE's emitidos na atmosfera.

As reduções das emissões dos gases devem acontecer em várias atividades econômicas, sendo ainda estimulado que os países cooperem entre si através de algumas ações básicas, como por exemplo: reforma dos setores de energia e transporte; promoção do uso de fontes energéticas renováveis e produção mais limpa¹⁰; limitação das emissões de metano no gerenciamento de resíduos e dos sistemas energéticos; incremento de florestas e de outros sumidouros de carbono.

Na época do protocolo, a China não era o principal emissor de CO₂ do planeta, como pôde ser visto na tabela 4.2, e sim, os Estados Unidos. Todavia, este país não ratificou o protocolo de Quioto. Ademais, a China, apesar de utilizar o protocolo de Quioto a seu favor, através de implantação de projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (será visto mais a frente), é um país que pertence ao bloco dos países do não Anexo I.

O Protocolo de Quioto permite aos seus participantes que reduzam as emissões por meio dos chamados mecanismos de flexibilização, objetivando a redução de custos nas reduções das emissões. São três os mecanismos de

¹⁰ Produção mais limpa é uma abordagem de produção ecoeficiente, a qual estabelece uma metodologia chamada "do berço ao túmulo", ou seja, os fabricantes devem se preocupar desde o projeto, seleção de matérias primas, processo de produção, consumo, reutilização, reparo, reciclagem (3R) até a disposição final dos produtos.

flexibilização que permitem o comércio de reduções das emissões de GEE, quais sejam:

- **Comércio Internacional de Emissões (IET)**, artigo 17 do protocolo: no IET podem ser emitidas licenças negociáveis de emissões que são a moldura principal de todo o sistema de reduções proposto em Quioto. Esse mecanismo permite aos países do Anexo I negociar entre si as quotas de emissão acordadas em Quioto.

- **Implementação Conjunta (JI)**, artigo 6 do protocolo: permite que países do Anexo I recebam unidades de emissão reduzida de CO₂eq quando ajudarem a desenvolver projetos que levem a redução de GEE em outros países também do Anexo I. Neste caso ambos os países podem se beneficiar com reduções de emissão de CO₂.

- **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM ou MDL)**, artigo 12 do protocolo: consiste no financiamento de programas e projetos por parte dos países industrializados (Anexo I), para controle de emissões de GEE's de países em desenvolvimento, capacitando os países desenvolvidos a receber créditos por assim fazerem, como forma de cumprir parte de seus compromissos.

4.4 Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL) ou *Clean Development Mechanism* (CDM)

O MDL é a única maneira atualmente existente para que países em desenvolvimento (não Anexo I) participem do mercado de Quioto, estabelecendo que as reduções de carbono emitido devam ser negociadas diretamente pelos países poluidores e em desenvolvimento. O objetivo do MDL é auxiliar os países do não Anexo I na promoção de um desenvolvimento mais sustentável e do Anexo I a cumprirem os seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões.

4.4.1 Requerimento de Elegibilidade

Para que um projeto no país hospedeiro, em desenvolvimento, seja aprovado no âmbito do MDL ele deve obter o Requerimento de elegibilidade, o qual possui os seguintes pré-requisitos (UNITED NATION, 1998):

- Tenha a participação voluntária dos países participantes;
- Tenha a aprovação do país no qual as atividades serão implementadas;
- Atinja os objetivos de desenvolvimento sustentável, definidos pelo país no qual as atividades de projeto serão implantadas;
- Reduza as emissões de GEE de forma adicional ao que ocorreria na ausência da atividade de projeto de MDL;
- Contabilize o aumento de emissões GEE que ocorram fora dos limites das atividades de projeto e que sejam mensuráveis e atribuíveis a essas atividades;
- Leve em consideração a opinião de todos os atores que sofrerão impactos das atividades dos projetos;
- Não cause impactos colaterais negativos ao meio ambiente local;
- Proporcione benefícios mensuráveis, reais e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima;
- Esteja relacionado aos gases definidos no Anexo A do protocolo de Quioto;
- Refira-se às atividades de projetos de reflorestamento e florestamento.

Para se eleger ao MDL, o projeto deve promover uma redução ou uma remoção de emissões de GEE's adicional ao Negócio Usual (em inglês, BAU – *Business-as-usual*), ou seja, são adicionais, projetos que não eram viáveis, mas com a venda dos créditos de carbono, passam a ser. Além disso, a verificação se o projeto é adicional é feita antes da informação e comprovação de redução.

A demonstração da **adicionalidade** é realizada a partir da construção de linhas de base do Cenário de Referência comparado com a curva de emissões com a implantação do projeto proposto. Os acordos de Marrakesh¹¹ estabeleceram três enfoques opcionais para definição de **linhas de base**:

¹¹ Os Acordos de Marrakech são um conjunto de acordos firmados na 7^a Conferência das Partes (COP7), realizada em 2001, que estabelece as regras para cumprimento das metas estabelecidas no Protocolo de Quioto.

- Emissões atuais existentes ou históricas;
- Emissões da tecnologia que representa um percurso economicamente atrativo, levando-se em conta as barreiras ao investimento;
- Média das emissões do setor relacionado à atividade do projeto referentes aos últimos 5 anos e cujo desempenho esteja entre os 20% melhores de sua categoria.

Como a linha de base é uma estimativa das emissões futuras que ocorreriam sem o projeto de MDL, há um erro associado a estas estimativas. Desta forma, o que se faz é estimar a linha de base pelo limite inferior, ou seja, o projeto teria muito mais reduções que as reduções indicadas pela linha de base. Esta medida diminui os riscos do projeto não conseguir a redução acordada dada pela linha de base.

Em todo projeto no âmbito do MDL deve ser descontada a **fuga**, que é considerada como o aumento mensurável de emissões GEE's que ocorre fora do limite de uma atividade de um projeto e que deverá ser deduzido da quantidade total de redução de emissões obtida pela atividade de projeto do MDL.

4.4.2 Redução Certificada de Emissão - RCE's

Os projetos elegíveis nos países em desenvolvimento, portanto, podem se qualificar para gerar Reduções Certificadas de Emissões (RCE's) ou *Certified Emission Reductions* (CERs), as quais são conhecidas mais popularmente como créditos de carbono. Cada RCE equivale a 1 tonelada de CO₂ evitada e/ou capturada (levando sempre as relações dos gases já mostrada na tabela 4.1).

As transferências de RCE's de uma Parte a outra são feitas mediante a instrução da Parte responsável ao Registro de MDL, quando as RCE's são contabilizadas. No entanto, o preço da RCE quem determina é o mercado, através de negociações conjuntas entre o financiador e o executor do projeto.

Nem todas as RCE's negociadas vão para o financiador e negociador, pois 2% do total destas são destinadas a um fundo de participação aos países mais vulneráveis e para despesas administrativas.

Em qualquer fase do projeto, as RCE's podem ser negociadas, mas dependendo da fase em que se encontra o projeto, maior o risco intrínseco ao

valor da RCE e maior será o deságio. O gráfico a seguir (figura 4.4) ilustra esta assertiva, onde pode-se verificar que na fase inicial do projeto (ideia do projeto), o risco de não se conseguir o registro dos créditos de carbono é muito alto e, desta forma, o valor das RCE's é muito baixo. Em contraste, já na fase final, após o registro do projeto, o valor das RCE's são quase o de mercado, pois o risco de não conseguir sua emissão é quase nulo (FUJIHARA & LOPES, 2009).

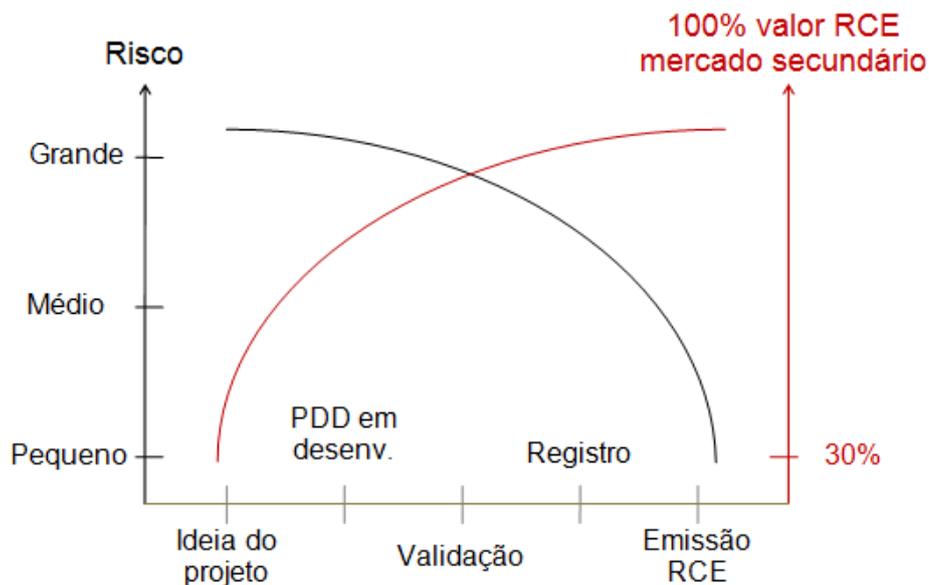


Figura 4.4 - Risco versus valor do certificado de emissões
Fonte: adaptado de FUJIHARA & LOPES, 2009

4.4.3 O projeto de MDL

O processo para se obter os créditos de carbono envolve alguns agentes, sendo muitas vezes demorado e burocrático. Primeiramente, os participantes do projeto de MDL devem se preocupar com o desenho do projeto ou PDD (*Project Design Document*). Existem muitas informações na *web* que auxiliam nesta fase do projeto, sendo que o site da UNFCCC tem as principais informações para um bom desenho do projeto. Há também um documento elaborado pela Secretaria Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) chamado "Procedimentos para Submissão de Projetos à comissão Interministerial de Mudança Global do Clima" que incluem o PDD.

No site do MCTI há uma série de metodologias de projetos já aprovadas e que tornam, assim, mais fácil a aprovação de um projeto do mesmo tipo. Na área de eficiência energética, existem algumas metodologias de grande escala como

projetos de cogeração combinada à base de gás natural. Não obstante, a grande maioria são projetos de pequeno porte, como pequenas medidas de eficiência energética e troca de combustível em edifícios.

Um projeto muito importante e pioneiro de MDL no Brasil é o Projeto Nova Gerar, em Nova Iguaçu - RJ, para recuperação de gás de aterro para geração de energia elétrica, onde serão evitadas emissões de 0,7 milhões de tCO₂eq (NOVA GERAR, 2011).

Dados da UNFCC (2013a), figura 4.5 a seguir, mostram que o Brasil é responsável por apenas 7,2% dos projetos de MDL no mundo, sendo a China o país que possui a maior fatia deste mercado, 59,9%. Este fato pode ser explicado por ser o processo de aprovação das diversas fases de um projeto de MDL no Brasil um processo moroso e muitas vezes burocrático.

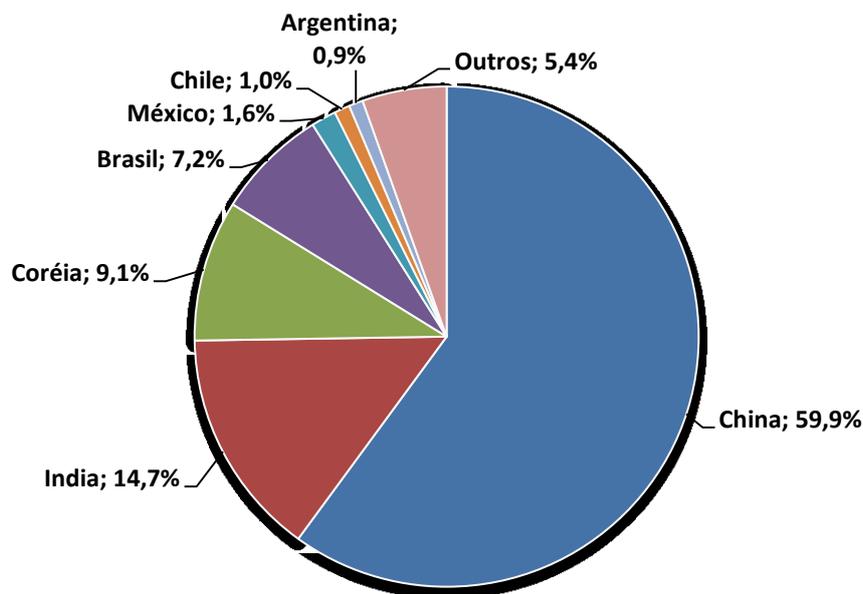


Figura 4.5 - Projetos de MDL no mundo em 2008

Fonte: UNFCC, 2013a

A figura 4.6 mostra o número de projetos que geraram créditos de carbono por ano. Pode-se notar uma redução substancial destes projetos, a partir de 2008. Enquanto no início do protocolo de Quioto se via uma boa oportunidade de investir nestes projetos, durante os anos de 2008 a 2011 se viu uma perda de interesse pelos investidores por estes projetos. Várias hipóteses podem explicar este fenômeno, uma delas já foi explanada anteriormente, a morosidade e burocracia que havia para se conseguir as RCE's. Hoje em dia há menos

burocracia para se conseguir os certificados, haja vista o número crescente de projetos aprovados em 2012. Outra suposição da queda do número de projetos entre o período de 2008 a 2011 está relacionada ao fato de que o protocolo de Quioto tinha sua validade até 2012 e não se sabia o que aconteceria após 2013. Todavia, na COP 18, em Doha, Qatar, houve uma extensão do protocolo de Quioto até 2020 (UNFCCC, 2013b). Além disso, a crise mundial a partir de 2008, reduziu em muito o preço destes papéis no mercado mundial, reduzindo, conseqüentemente, o interesse de investimento neste tipo de projetos por parte dos empreendedores.

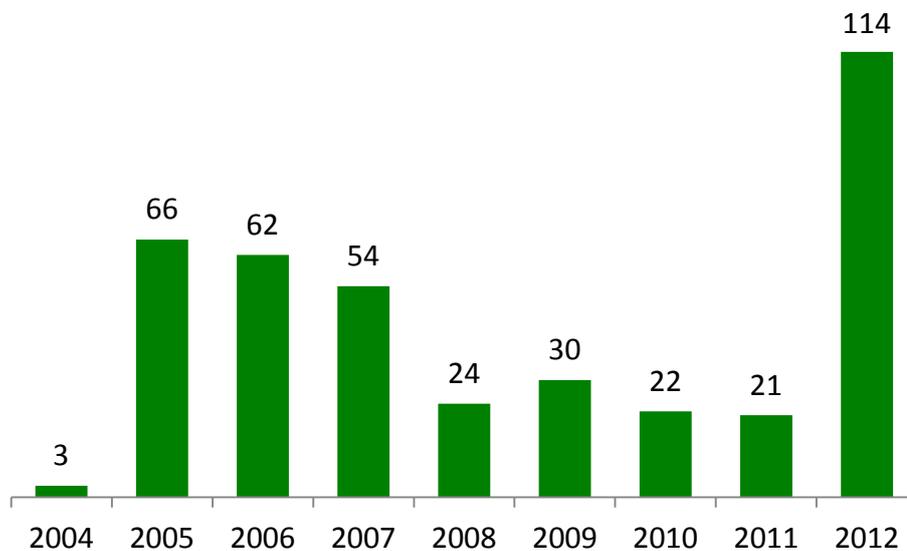


Figura 4.6 - Número de projetos de MDL no Brasil

Fonte: Ministério da Ciência e Tecnologia, março de 2011.

4.4.4

O contrato de MDL - ERPA

O ERPA (*Emission Reduction Purchase Agreement*), Contrato de Venda de Redução de Emissões, é o contrato firmado entre o vendedor do país em desenvolvimento hospedeiro do projeto e o país que pertence ao Anexo I e que irá comprar parte dos créditos do projeto de MDL. Este contrato não obedece a uma minuta padrão e é acertado de acordo com o interesse das partes, podendo o preço ser fixo ou indexado e o pagamento realizado na entrega ou com antecedência.

Alguns pontos, entretanto, devem ser levados em consideração: é aconselhável para entrar em vigor o registro e funcionamento do projeto; o

percentual dos RCE's cabe a cada uma das partes envolvidas e que este seja feito na hora da compra para evitar os riscos já mencionados na seção 2.3.4.2; devem ser levadas em consideração algumas possíveis causas do insucesso, tais como: falência, insolvência, violação, etc; devem ser previstas também as multas por falta de pagamento e as consequências jurídicas de um fracasso do projeto.

O projeto de MDL traz consigo diversas barreiras associadas intrinsecamente a diversos riscos: barreiras institucionais, riscos devido a incerteza de política (falta de rigor na legislação florestal, p. ex.); barreiras tecnológicas, falta de acesso a material de plantação, ou de infraestrutura para implementação de uma determinada tecnologia; barreiras culturais, conhecimento tradicional ou falta dele quanto às leis, costumes, condições de mercado, equipamento e tecnologias tradicionais; barreiras devido a prática comum, o projeto é o primeiro do seu tipo, no país ou região; barreiras devido a condições ecológicas locais, como solo degradado por água/vento/salinidade, catástrofes naturais ou antropogênicas; barreiras relacionadas a direitos de uso, herança ou propriedade da terra, por exemplo, propriedade coletiva, havendo falta de legislação que dê segurança à posse; barreiras devido a condições sociais; barreiras relacionadas aos mercados, transporte e armazenamento (mercados informais que impedem a informação aos participantes do projeto, atividades em lugares remotos e de difícil acesso); barreiras de investimento.

Os Projetos de MDL têm a opção entre dois períodos de creditação: 10 anos, não renováveis; e 7 anos, renováveis até duas vezes com máximo de 21 anos. Já para os Projetos de Florestamento e Reflorestamento, o máximo de 20 anos, com possibilidade de duas renovações de 20 anos, cada uma ou máximo de 30 anos, sem possibilidade de renovação.

Existem no Brasil algumas linhas de financiamento do MDL, sendo as mais relevantes as da FINEP, que oferece um Programa de Apoio a Projetos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, o Pró-MDL, que financia o pré-investimento e o desenvolvimento científico e tecnológico de atividades de projeto no âmbito do MDL por meio de linhas de financiamento reembolsáveis e não reembolsáveis; e o BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, que oferece uma linha de crédito para "estudos de viabilidade, custos de elaboração do projeto, Documentos de Concepção de Projeto (PDD) e demais custos relativos ao processo de validação e registro", além do Programa BNDES

Desenvolvimento Limpo, que é um programa para a seleção de Gestores de Fundos de Investimento, com foco direcionado para empresas/projetos com potencial de gerar Reduções Certificadas de Emissão (RCEs) no âmbito do MDL.

Como mencionado previamente, o ERPA pode ser feito de diversas formas. Assim, acaba-se criando dois tipos de mercado, como pode ser visto na figura 4.7, a seguir:

- **Mercado Primário** é onde o comprador adquire os RCE's para seu próprio uso (descontando assim sua parcela de emissão de CO₂). Os compradores deste mercado são Governos e *players* do setor privado que têm metas de redução de CO₂;

- **Mercado Secundário** é onde há a presença de terceiros para fazer as negociações dos créditos de carbono. Neste mercado os principais *players* são fundos (privado, internacional ou do governo), e *traders*.

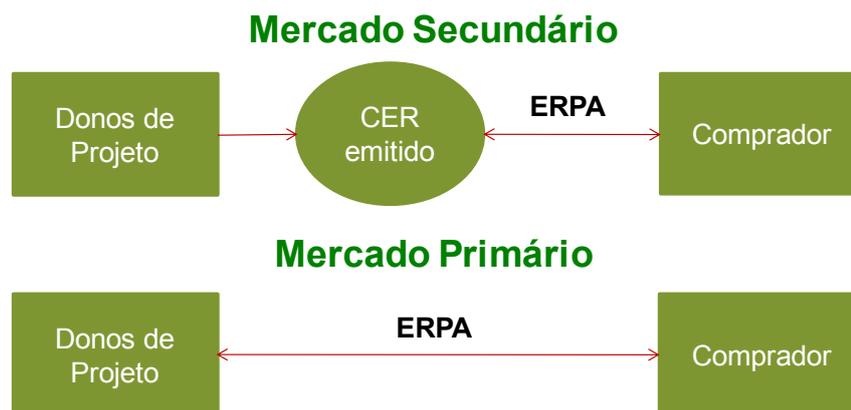


Figura 4.7 - Mercados primário e secundário de carbono

Fonte: adaptado de FUJIHARA & LOPES, 2009

4.4.5 Extensão do Protocolo de Quioto

Na última Conferência das Partes, COP 18, em Doha, Qatar, foi aprovada a extensão de um segundo período do Protocolo de Quioto, vigorando a partir de janeiro de 2013 até dezembro de 2020 (UNFCCC, 2013b).

Neste segundo período de compromisso do Protocolo, apenas 36 países aderiram. Países como Canadá, Japão, Rússia e Nova Zelândia não estão participando deste segundo período. Ademais os Estados Unidos, novamente não

ratificaram o Protocolo, cujas metas de redução são ainda mais apertadas, a redução de emissões de GEE's é de 18% em relação as taxas de 1990.

No que se refere ao financiamento dos 100 bilhões de dólares anuais para compor um fundo climático de apoio aos países em desenvolvimento, nada foi decidido.

Deve começar a ser negociado no ano que vem na COP 19 um novo protocolo, para ser aprovado em 2015 e começando a vigorar a partir 2020. Neste, todos os países do mundo entrariam (UNFCCC, 2013b).

4.5 Mercado Mundial de Carbono

O mercado mundial de carbono pode ser dividido em duas partes: o Mercado Regulado, regiões onde há metas definidas por lei; e o Mercado Voluntário, onde não existem legislações mandatórias, assim, o próprio mercado define os parâmetros a serem seguidos.

4.5.1 Mercado regulado de carbono

Neste mercado existem metas definidas por lei, sendo, portanto, mandatórios. Neste caso, cada mercado tem sua moeda de troca e suas próprias regras, mas geralmente utilizam mecanismos de flexibilização, como o MDL, por exemplo.

O mercado de Quioto é o principal mercado regulado de carbono, sendo que estes mercados podem abranger continentes inteiros como o *Europe Union's Emissions Trading Scheme* (EU ETS) na Europa ou apenas um estado como *New South Wales* na Austrália.

Por terem uma estrutura de mercado mais reconhecida, o mercado regulado, promove um maior retorno com a comercialização dos créditos de carbono. Todavia, os custos incorridos na validação dos créditos são maiores por possuírem processos mais rigorosos para certificação dos créditos de carbono.

Além do mercado de Quioto, existe uma iniciativa regional de alguns estados dos EUA com objetivo de redução de GEE's, o RGGI (*Regional Greenhouse Gas Initiative*), sendo este o segundo maior mercado regulado no

mundo. Atualmente, 9 estados participam desta iniciativa: Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island, e Vermont.

4.5.2 Mercado voluntário de carbono

Os mercados voluntários também respondem a regras, protocolos e demandas, porém, possuem uma estrutura mais flexível e conseguem tornar viáveis projetos de pequeno porte, o que é um pouco mais difícil em mercados como o de Quioto. Por esse motivo, talvez seja mais viável financeiramente que os projetos de eficiência energética de menor porte participem do mercado voluntário e não do mercado de Quioto, por meio do MDL.

Os projetos dos mercados voluntários, geralmente, acompanham as diretrizes metodológicas do Protocolo de Quioto. Todavia, possuem processos menos burocráticos (em até 6 ou 8 meses um projeto pode ser registrado e comercializado). Além disso, os projetos custam menos da metade do valor transacional de um projeto de MDL.

Os projetos dos mercados voluntários geram um ativo financeiro (ou ambiental) conhecido por VER (*Verified Emission Reduced*) ou VCU (*Verified Certification Units*). Alguns destes padrões agregam mais valor ao Ativo (VCU), por conta da atenção dada às externalidades do projeto no âmbito social. Assim, os VCUs têm maior valor quando o projeto gerador implementa boas práticas de sustentabilidade contribuindo para a evolução socioambiental do entorno local e não somente apenas focado nas reduções das emissões de GEE.

Pode-se notar na figura seguinte que os EUA são responsáveis pela transação de 43% dos projetos em mercado voluntário de carbono.

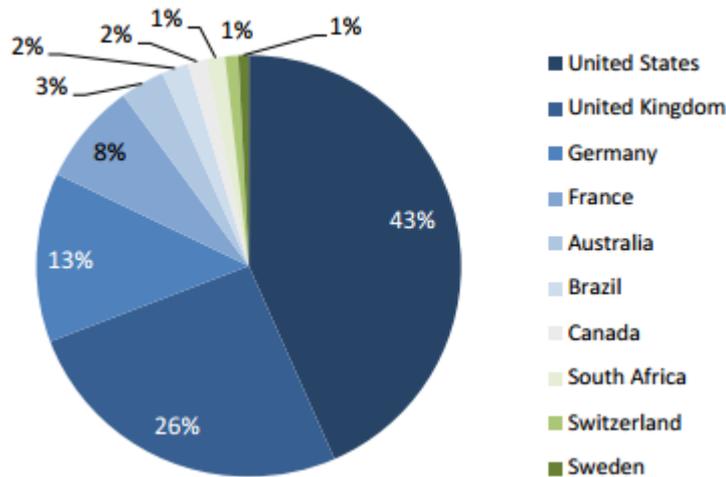


Figura 4.8 - Transações no mercado voluntário

Fonte: ECOSYSTEM MARKETPLACE, 2012

4.5.3 As principais negociações créditos de carbono

Existem no mundo dezenas de mercados e bolsas para comercialização dos créditos de carbono, sendo que os principais são os seguintes:

- Chicago Climate Exchange (CCX);
- Europe Union's Emissions Trading Scheme (EU ETS);
- Europe Energy Exchange (EEX);
- Energy Exchange Austria (EXAA);
- Montréal Climate Exchange (Canadá);
- New South Wales (Austrália);
- Nordic Power Exchange;
- Over-the-Counter (OTC);
- Powernext Carbon - França;
- Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) - EUA;
- Western Regional Climate Action Initiative (WRCAI) - EUA (estados do Arizona, Novo México, Oregon e Washington);
- Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE).

Apesar de não ter ratificado o protocolo de Quioto, o país que mais transaciona certificados de carbonos, sejam advindos de mercados regulados ou de mercados voluntários, são os EUA (17%), seguido do Reino Unido (12%). Este país tem compromissos de redução de GEE por ter assinado o protocolo de

Quioto. A figura a seguir mostra o colocado em percentual de volume de compra de certificados de carbono.

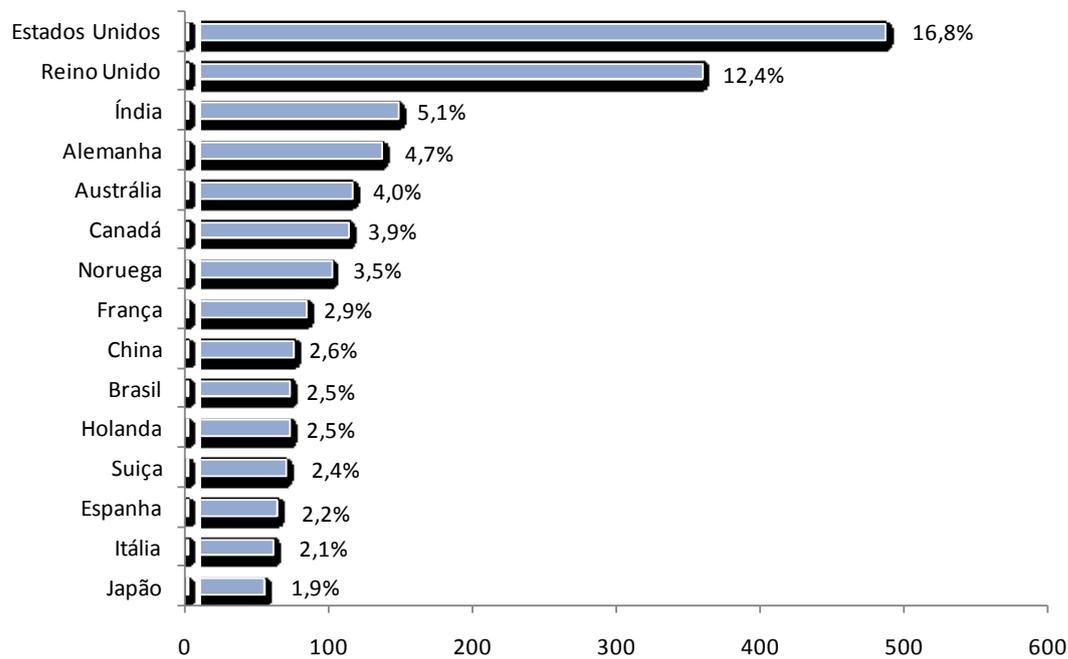


Figura 4.9 - Maiores Mercados de Transação de Certificados de Carbono
(% de volume de compra)

Fonte: POINT CARBON, 2010

Por ser considerada uma *commodity*, o preço do CER acompanha as conjunturas de mercado. Assim, durante a crise econômica mundial de 2008, o preço da CER acompanhou a queda das outras *commodities*. A figura 4.10 a seguir, ilustra esta assertiva.

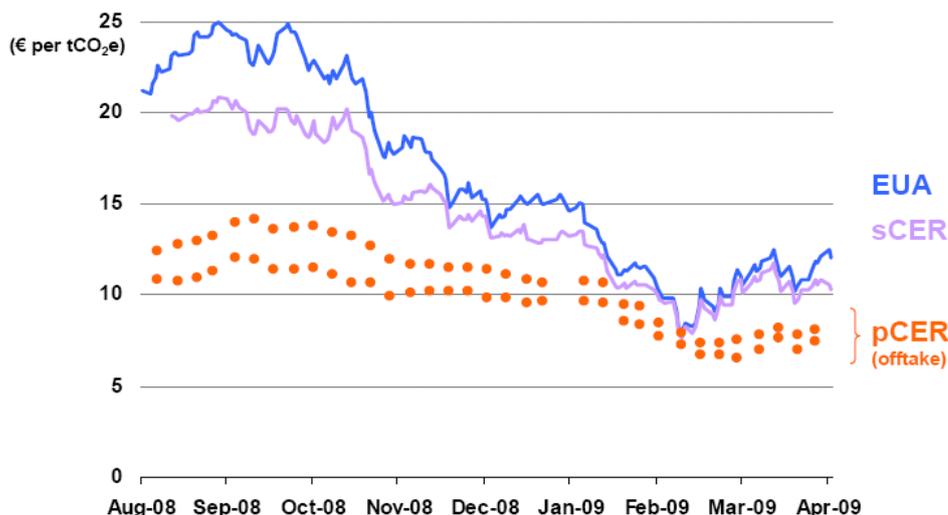


Figura 4.10 - Evolução do Mercado de Carbono durante a Crise 2008

4.6 Política nacional sobre mudança do clima

Durante a COP16, em 09 de dezembro de 2010, o presidente da república brasileiro assinou o Decreto 7.390 que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC. Neste documento, o governo brasileiro assume alguns compromissos, como o de publicar anualmente as estimativas do total de emissões nacional e aumentar a redução de emissões de 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020, onde doze setores da economia brasileira devem incorporar metas.

As ações de mitigação ficam concentradas em cinco eixos: de mudança de uso da terra; de energia; da agropecuária; de processos industriais; e de tratamento de resíduos. No campo da energia, as ações de redução de GEE's deverão estar concentradas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), publicado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Apesar das políticas citadas anteriormente, no Brasil não há qualquer política de taxaço de impostos sobre emissões de carbono como fizeram alguns países, principalmente na Europa. De acordo com Geller (2003), impostos sobre combustíveis podem ser adotados em países em desenvolvimento, inclusive no Brasil, para reduzir a dependência da importação de petróleo e melhorar a qualidade do ar urbano.

4.7 Inventário de emissões

Um inventário de emissões é que irá definir quanto GEE's deixarão de ser emitidos na atmosfera por um determinado projeto. O inventário de emissões é baseado em uma ferramenta da gestão ambiental que avalia o desempenho ambiental dos produtos ao longo de todo o seu ciclo de vida, desde a extração dos recursos naturais, passando por todos os elos de sua cadeia produtiva, por seu uso, indo até seu descarte final, a Análise de Ciclo de Vida do produto ou ACV.

A ACV é uma abordagem “do berço ao túmulo” de avaliação dos sistemas industriais, ou seja, avalia desde as entradas (insumos) de um sistema de produção até a saída deste mesmo sistema (produto, rejeitos, etc), identificando oportunidades de melhoria dos aspectos ambientais de produtos em vários pontos do ciclo de vida.

Esta ferramenta não apenas auxilia na construção de inventário de emissões, mas também ajuda na definição de prioridades e no desenvolvimento de projetos, de processos e de produtos na indústria, no governo e organizações não governamentais (ONG's) e, ainda, no planejamento estratégico. Ainda, esta é uma ferramenta que pode ser utilizada na seleção de indicadores de desempenho ambiental, incluindo técnicas de quantificação e na comparação de produtos, rotulagem e declarações ambientais nos processos de marketing das empresas.

4.8 Fatores de emissões

O fator de emissão é a relação entre a quantidade de poluição gerada e a quantidade de matéria prima transformada ou queimada, de acordo com a sua especificidade. Na maioria dos casos, o fator emissão é calculado através da média de longo prazo para todas as instalações na fonte de determinada categoria.

O sistema elétrico brasileiro tem uma matriz elétrica predominantemente hidráulica. A geração de 1kWh de energia elétrica do sistema interligado nacional (SIN) é emitido de cerca de 300 gCO₂eq, segundo dados do MCTI (2013).

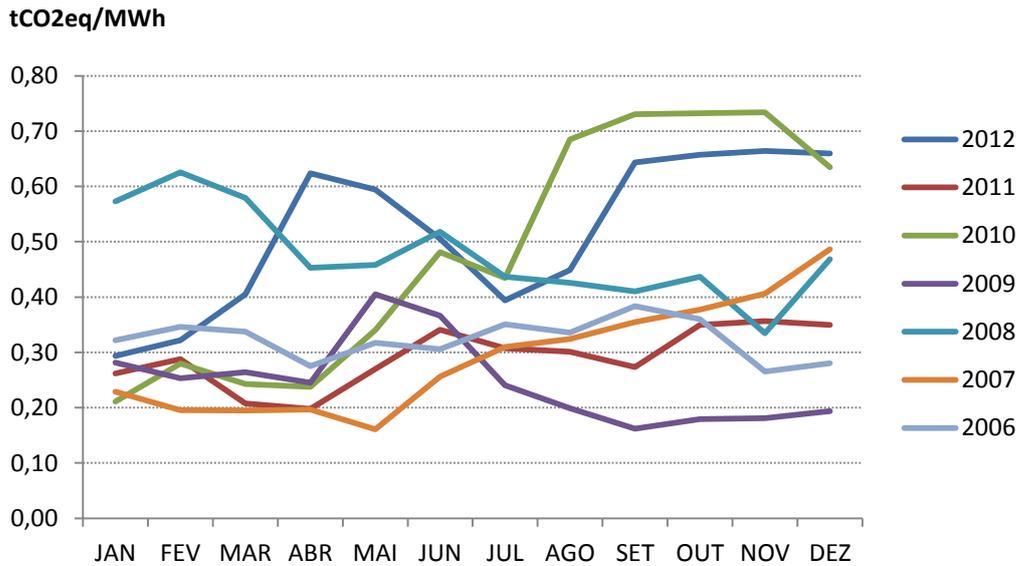


Figura 4.11 - Emissão de CO2 para geração de 1kWh de energia elétrica pelo SIN

Fonte: MCTI, 2013

O fator médio de emissão da matriz energética brasileira, entre os anos de 2006 e 2012, gira em torno de 0,38 tCO₂eq/MWh. Pode-se notar que no ano 2012, no período de setembro a dezembro o fator médio de emissão é cerca de 0,66 tCO₂eq/MWh, 75% maior do que o fator médio. Isto ocorre, pois no final de 2012 e início de 2013 por conta do atraso das chuvas, teve-se a geração de energia térmica na base, ou seja, todas as térmicas, incluso as mais "sujas", foram ligadas para se evitar um possível racionamento.

No caso do cálculo das emissões evitadas para um empreendimento de eficiência energética, deve-se calcular a energia evitada através da construção da linha de base e multiplicá-la pelo fator de emissões, que é calculado através do fator de emissão da margem combinada (*combined margin* – CM). Este fator é uma média ponderada do fator emissão da margem de operação (*operating margin* - OM) e do fator de emissão da margem de construção (*build margin* - BM).

O fator de emissão de margem de operação (OM) considera estimativas baseadas no despacho das usinas pelo ONS. Já o fator de emissão de margem de construção (BM) considera também as novas usinas da expansão do sistema do mercado de energia brasileiro. A figura 4.12 mostra o gráfico do fator de emissão da margem de operação, que é publicado mensalmente pelo MCTI, e na figura 4.13 é mostrado gráfico do fator de emissão da margem de construção que é

disponibilizado anualmente por este órgão. Ambos fatores de emissão estão em toneladas de dióxido de carbono por MWh (tCO₂/MWh).

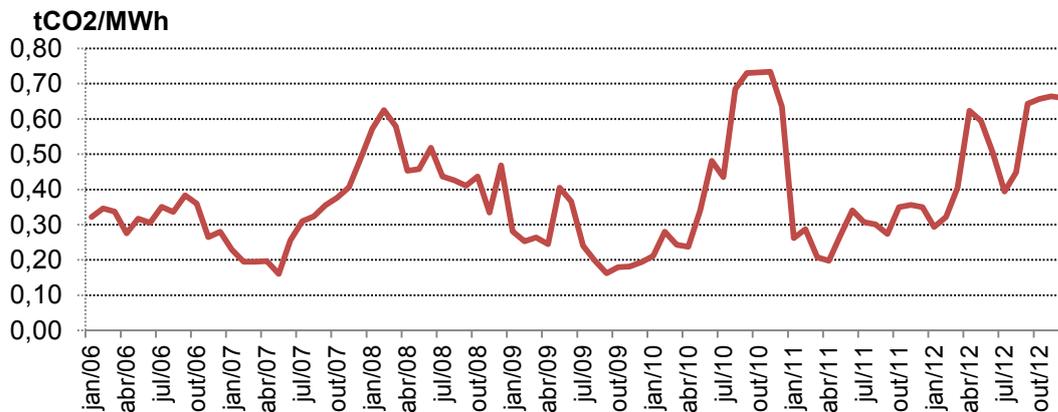


Figura 4.12 - Fator de emissão da margem de operação

Fonte: MCTI, 2013

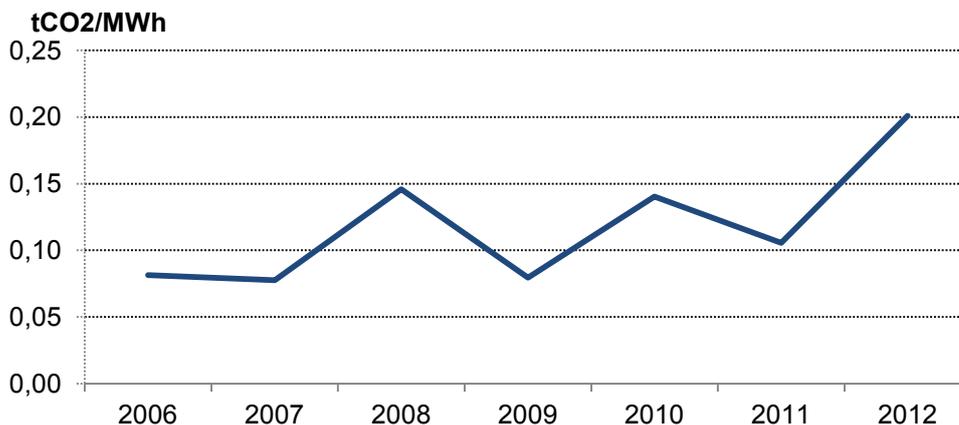


Figura 4.13 - Fator de emissão da margem de construção

Fonte: MCTI, 2013

Pode-se notar na figura 4.12 que o fator de emissão de margem de operação é em geral maior no período seco, pois é quando há o despacho de um maior número de usinas térmicas. Nota-se ainda que, em janeiro de 2008, o fator de emissão é muito elevado. Isto se deve ao fato de neste ano ter havido um atraso hidrológico, que ocasionou o despacho de um grande número de usinas térmicas.

Os pesos geralmente considerados para o cálculo do fator de emissões de margem combinada são de 0,5 para OM e de 0,5 para BM (UNFCCC, 2006). A figura 4.14 a seguir mostra o resultado considerando a média ponderada levando em consideração a média anual dos fatores de emissões de margem de operação e os fatores de emissões de margem de construção.

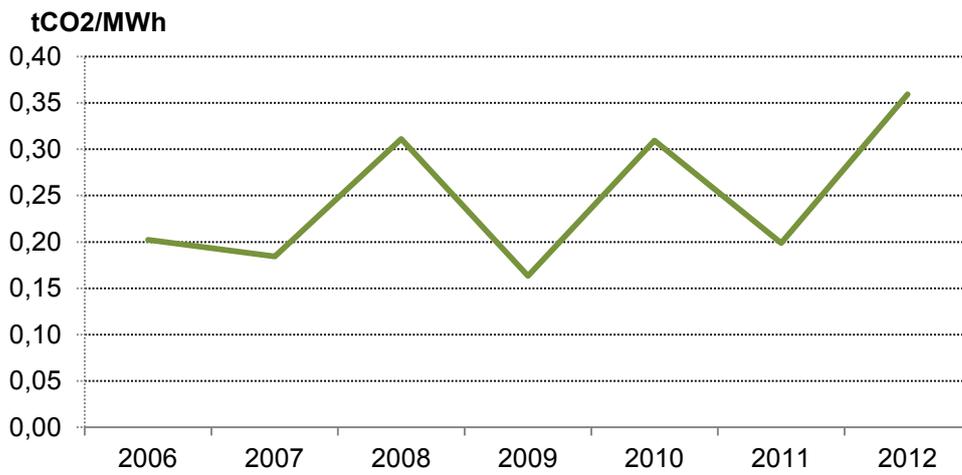


Figura 4.14 - Fator de emissão da margem combinada

Os fatores de emissão mostrados na figura anterior são os considerados nas projeções do cálculo do inventário de emissões de um projeto de eficiência energética e serão utilizados para a estimativa das emissões evitadas com políticas de eficiência energética que será apresentada na seção 8.2.

5 Noções básicas de processos estocásticos

5.1 Definições preliminares

Processos estocásticos podem ser vistos como uma sequência de distribuições de probabilidades ao longo do tempo. De acordo com ROSS (1996), um processo estocástico $X = \{X(t), t \in T\}$ é uma coleção de variáveis aleatórias. Outrossim, para cada t no conjunto de índices T , $X(t)$ é uma variável aleatória. A variável t frequentemente é interpretada como tempo e $X(t)$ é chamado de estado do processo no tempo t . Uma realização aleatória de X é chamada na literatura de *sample path* (passeio aleatório), podendo ser discreta ou contínua.

Quando o conjunto de índices T é um conjunto contável, tem-se um processo estocástico em tempo discreto, cujo exemplo clássico é o binomial. Todavia, quando esta variável pertence a um conjunto contínuo ou incontável, tem-se um processo estocástico em tempo contínuo.

Na literatura, os processos estocásticos mais utilizados são o Movimento Geométrico Browniano (MGB) e o Movimento de Reversão a Média (MRM), que derivam do processo de Wiener. Nos itens a seguir serão abordados estes processos estocásticos.

5.2 O Processo de Wiener

O processo de Wiener também é chamado de movimento Browniano (DIXIT & PINDYCK, 1993). Este processo estocástico de tempo contínuo tem 3 propriedades importantes de acordo com estes autores: (i) é um processo de Markov, o que significa que a distribuição de probabilidade para todos os valores futuros do processo dependem somente dos valores correntes e não é afetado por nenhum valor passado do processo ou por nenhuma outra informação corrente (isto significa só é necessário o valor presente para se fazer previsões futuras); (ii) este processo tem incrementos independentes, o que pode ser entendido que a

distribuição de probabilidade para mudanças dos valores no processo estocástico durante um intervalo de tempo são independentes; (iii) mudanças em qualquer intervalo de tempo são normalmente distribuídas, com variância aumentando linearmente com o tempo.

Um processo de Wiener é também um caso especial de um processo de difusão forte (*Strong Diffusion Process*) que é uma classe particular de um processo de Markov em tempo contínuo (MERTON, 1976).

Mais formalmente, se $z(t)$ é um processo de Wiener, então, para qualquer variação em z , Δz , correspondente a intervalo de tempo Δt . A relação entre Δz e Δt é dada por:

$$\Delta z = \varepsilon_t \sqrt{\Delta t} \tag{5.1}$$

Onde, ε_t é uma variável aleatória normalmente distribuída, com média zero e variância igual a 1. Além disso, a variável ε_t é serialmente descorrelatada, ou seja, $E[\varepsilon_t \cdot \varepsilon_s] = 0$ para todo $t \neq s$. Assim, os valores Δz para quaisquer dois intervalos diferentes de tempo são independentes.

Toda a formalização anterior foi feita para o tempo discreto, mas o mesmo se aplica para o tempo contínuo, onde:

$$dz = \varepsilon_t \sqrt{dt} \tag{5.2}$$

5.3 Movimento Browniano generalizado - Processo de Itô

A generalização do Movimento Browniano também conhecido por processo de Ito é dada pela seguinte equação.

$$dx = a(x,t)dt + b(x,t)dz, \tag{5.3}$$

onde, dz é o incremento do processo de Wiener e $a(x,t)$ e $b(x,t)$, são funções não aleatórias conhecidas.

Considerando o valor esperado e a variância dos incrementos deste processo. Como $E[dz] = 0$, então $E(dx) = a(x,t)dt$. Consegue-se provar (ver DIXIT

& PINDYCK, 1993, pag. 71), que a variância de dx é dada por: $Var[dx] = b^2(x,t) dt$. A variável $a(x,t)$ também é conhecida por *drift* do processo de Itô e $b^2(x,t)$ é conhecida como variância.

5.3.1 Movimento Geométrico Browniano (MGB)

Um caso especial da equação 5.3 é o Movimento Geométrico Browniano com *drift*. Neste caso, $a(x,t) = \alpha x$ e $b(x,t) = \sigma x$, onde α e σ são constantes. Desta forma a equação 5.3, torna-se:

$$dx = \alpha x dt + \sigma x dz \tag{5.4}$$

No caso de $x(t)$ seguir um MGB, esta variável aleatória tem distribuição lognormal e dx/x tem distribuição Normal: $dx/x \sim N(\alpha dt, \sigma^2 dt)$.

Uma propriedade importante do MGB é que num intervalo pequeno de tempo o termo estocástico é o dominante. Porém, se o intervalo de tempo é grande, o inverso ocorre, isto é, o termo dominante é a tendência determinística ou *drift*.

No MGB, o valor esperado de x no instante t , dado o valor corrente x_0 , é $E[x(t)] = x_0 e^{\alpha t}$. Assim, espera-se que x cresça exponencialmente à taxa α .

5.3.2 Movimento de Reversão à Média (MRM)

O Movimento de Reversão à Média também conhecido como processo de Ornstein-Uhlenbeck é também um processo de Markov, mas, ao contrário do MGB, o sentido e a intensidade da tendência dependem do preço corrente. A equação deste processo estocástico é mostrada a seguir:

$$dx = \eta \left(\bar{x} - x \right) dt + \sigma dz, \tag{5.5}$$

onde η é a velocidade de reversão e \bar{x} é a média de longo prazo (ou valor de equilíbrio).

No caso do processo de reversão à média se a variável modelada fosse o preço de um ativo, a tendência era este preço reverter para um nível de equilíbrio do mercado, chamado de média de longo prazo. Já no caso da variância, esta cresce inicialmente e depois se estabiliza.

O uso do MGB em modelos de opções é mais simples por ter menos parâmetros para estimar e por causa da homogeneidade da equação diferencial. No caso do MGB, deve-se estimar os seguintes parâmetros r , δ e σ . Já na reversão à média os seguintes parâmetros devem ser estimados: r , δ , σ , μ e η .

6

Teoria dos leilões

Neste capítulo será apresentada a teoria básica para o entendimento da teoria dos Leilões e como o Leilão de Eficiência Energética pode se tornar viável, uma vez conhecida esta teoria. Além disso, é apresentado um resumo dos leilões da expansão que ocorreram até hoje no mercado de energia elétrico brasileiro.

6.1

Leilões de energia elétrica no Brasil

Como já mencionado em seções anteriores, de acordo com o artigo 13 do Decreto 5.163, para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas:

- leilões de compra de energia elétrica no ambiente regulado;
- geração distribuída;
- por meio do PROINFA; e
- Itaipu Binacional.

Além disso, os contratos firmados pelos Agentes de Distribuição anteriores a 16/03/2004 foram respeitados e, portanto, também são considerados como energia contratada para atendimento à totalidade de seus respectivos mercados.

Cabe ressaltar que, como os montantes de Itaipu e dos contratos anteriores a 16/03/2004 são fixos, as demandas adicionais de energia elétrica das distribuidoras devem ser atendidas através de contratos resultantes de Leilões (CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) ou Geração distribuída.

Além disso, excepcionalmente, para cumprimento à obrigação de atendimento de cem por cento da demanda dos agentes de distribuição, a ANEEL poderá, de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia, promover direta ou indiretamente leilões de compra de energia proveniente de fontes alternativas, independentemente da data de outorga.

Cabe uma ressalva aos agentes de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano que poderão adquirir energia elétrica pelos quatro meios descritos a seguir:

- dos leilões de compra realizados no ACR;
- de geradores distribuídos;
- com tarifa regulada do seu atual agente supridor, devendo informar o montante de energia a ser contratado em até quinze dias antes da data em que o seu atual agente supridor esteja obrigado a declarar a sua necessidade de compra para o leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes com entrega de energia elétrica prevista para o ano subsequente;
- mediante processo de licitação pública por eles promovido.

Apenas os agentes de distribuição com mercado próprio abaixo de 500 GWh/ano que optarem pela contratação com tarifa regulada do seu atual agente supridor não serão agentes da CCEE e deverão formalizar junto ao seu supridor, com antecedência mínima de cinco anos, a decisão de retornar à condição de agente atendido mediante tarifa e condições reguladas.

Nos leilões de energia elétrica promovidos no ACR, para as distribuidoras contratarem suas demandas de energia, poderá ser comercializada energia proveniente, ou de empreendimentos de geração existentes, ou de novos empreendimentos de geração. O decreto 5.163/2004 define novos empreendimentos de geração como aqueles que, até a data de publicação do edital do respectivo leilão, ainda não sejam detentores de concessão, permissão ou autorização; ou ainda, aqueles que sejam parte de empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, neste caso restrito ao acréscimo da sua capacidade instalada.

Nos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, os contratos têm no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia.

6.1.1 Leilões de Energia Nova (LEN)

O Decreto 5.163 estabeleceu duas formas de contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, também chamados “energia nova”: o Leilão em A-5 e o Leilão em A-3.

Na contratação de “energia nova” em A-5, o agente de distribuição declara o montante adicional que deseja adquirir de energia elétrica 5 anos na frente, sem qualquer limitação neste montante. Os agentes geradores que vencerem a licitação irão iniciar a construção das novas usinas para iniciar o suprimento de energia em 5 anos, garantindo assim, a expansão do sistema com segurança. Devido ao longo período, há uma tendência da maior parcela da demanda ser atendida por empreendimentos hidrelétricos.

Da mesma forma, nos leilões de "energia nova" em A-3, o agente de distribuição declara o montante adicional que deseja adquirir de energia elétrica 3 anos na frente, porém, limitado ao valor de dois por cento (2%) da carga realizada no ano que ocorre o leilão A-5. Como neste Leilão só restam 3 anos para início da entrega da energia, provavelmente a maior parcela da demanda será atendida por termelétrica, pois precisam de menos tempo para a construção.

Cabe à ANEEL, elaborar os editais dos leilões, observando as normas gerais de licitações e de concessões e as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia.

6.1.2 Leilões de Energia Existente (LEE)

O modelo setorial prevê dois tipos de leilões para a contratação de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, também chamados, "energia velha": o Leilão em A-1 e o Leilão de Ajuste.

Na compra de energia em A-1, o agente de distribuição declara o montante adicional que deseja adquirir de energia para o próximo ano, limitado a um por cento (1%) da carga do ano anterior. Devido ao curto prazo de tempo entre a data do leilão e o início do suprimento (menos de 1 ano) torna-se óbvio porque este tipo de leilão deve ser de "energia existente".

Por fim, na contratação de ajuste, as distribuidoras de energia elétrica declaram quanto querem receber de energia ainda no ano em curso para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas. O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a um por cento (1%) da carga total contratada de cada agente de distribuição. O prazo de suprimento que trata o artigo 26 do Decreto 5.163/2004 é de até 2 anos.

Para os leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes (exceto nos leilões de ajuste), os contratos têm no mínimo cinco e no máximo quinze anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização de tais leilões.

6.1.3 Leilões de Energia de Reserva (LER)

O Leilão de Energia de Reserva está previsto no artigo 1º do Decreto Nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, tendo por objetivo a venda de energia de reserva, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Neste leilão, os contratos geralmente são 15 anos para empreendimentos de geração por biomassa, 20 para eólicos e 30 anos para geração advinda de Pequenas Centrais Hidroelétricas.

No 4º e último leilão de energia de reserva os empreendimentos eram em sua grande maioria usinas eólicas (83%) e o preço médio da energia negociada neste leilão foi de R\$ 99,00 o MWmed (CCEE, 2011). Este preço é muito próximo de algumas usinas hidrelétricas e foi muito abaixo das expectativas do mercado para este leilão. O 5º leilão de energia de reserva será exclusivamente dedicado a energia advinda de fontes de energia eólica e tem previsão de acontecer no final de agosto de 2013.

6.1.4 Leilões de Fontes Alternativas

Os Leilões de Fontes Alternativas foram regulamentados por meio do Decreto nº 6.048, de 2007, o qual altera a redação do Decreto nº 5.163 de 30/07/2004, tendo por objetivo ser um dos mecanismos para atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição. Até o momento foram realizados apenas 2 leilões de fontes alternativas, sendo que em 2007, no primeiro leilão, foram comercializadas energia advinda de PCH's e de biomassa (sendo que a grande maioria, bagaço de cana-de-açúcar). Já no segundo leilão, em 2010, o maior montante de energia era advindo de fontes eólicas.

A figura 6.1 a seguir mostra a dinâmica de contratação no ACR e o período de cada um dos contratos de forma sumariada.

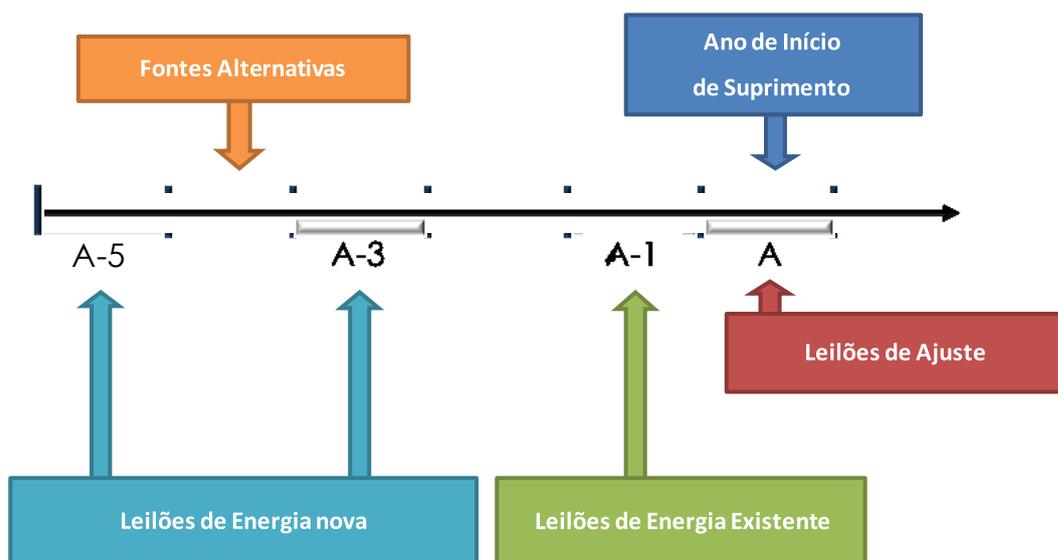


Figura 6.1 - Tipos de leilões e prazos de suprimento e de contrato

Fonte: CCEE, 2013

Os contratos dos leilões são geralmente divididos em duas categorias, contratos por quantidade, que são a grande maioria da energia disponibilizada às distribuidoras, e contratos por disponibilidade. Nos contratos por quantidade toda a energia contratada deve ser disponibilizada pelo dono do empreendimento. Já os contratos por disponibilidade, preveem que a energia contratada só será entregue caso o ONS defina, de acordo com seus procedimentos operativos, que aquela usina será despachada. Estes procedimentos operativos preveem o despacho das

usinas, considerando uma ordem de mérito, que está atrelada ao custo da energia a ser despachada. Dependendo do tipo de usina e o combustível que ela esteja utilizando, e do mercado, pode ser que esta nunca seja despachada.

Os contratos por quantidade têm como maioria os empreendimentos hidráulicos de grande ou pequeno porte (PCH's). Já nos contratos por disponibilidade, os empreendimentos são em sua maioria usinas térmicas, sejam estas de fontes não renováveis (carvão, gás natural, etc) ou de fontes alternativas, como energia advinda de usinas de biomassa.

A figura 6.2 a seguir, mostra o comportamento do preço em reais (R\$) do MW médio dos leilões realizados no Brasil até agosto de 2011. Pode ser verificado que o MW médio advindo de contratos por disponibilidade, como esperado, tem valores mais elevados, por isso, muitas das vezes, algumas das usinas que estão contratadas por esta categoria de contrato, recebem apenas a parcela por disponibilidade, não sendo, desta forma, despachadas.

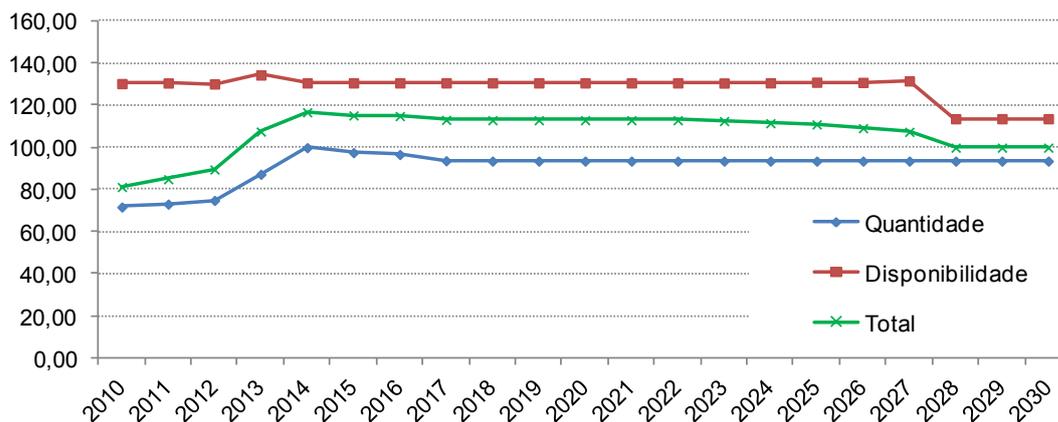


Figura 6.2 - Preço médio em reais dos leilões realizados no Brasil

6.2 Teoria dos jogos e leilões

Sempre que um conjunto de indivíduos, empresas, partidos políticos, etc. (*players*), estiverem envolvidos em uma situação de interdependência recíproca, em que as decisões tomadas influenciam-se reciprocamente, pode-se dizer que eles se encontram em um jogo. Em um jogo, há, portanto, uma situação de interação estratégica, onde os *players* reconhecem a interdependência múltipla de suas decisões (FIANI, 2009). Um mecanismo de leilão é uma situação de interação estratégica e, portanto, é considerado um jogo.

6.2.1 Teoria dos jogos aplicados a leilões

São diversos os elementos que compõem um jogo. Neste capítulo, serão apresentados os principais, para que se tenha um bom entendimento da teoria que está por trás de um mecanismo de leilão.

6.2.1.1 Jogos de informação incompleta

Na maioria dos jogos, o mais realista é considerar que existe informação incompleta sobre os *payoffs* (ou recompensas) dos rivais. Nestes jogos, cada player só recebe informações parciais sobre os valores do jogo, representadas por distribuições de probabilidades a priori sobre os possíveis cenários dos *payoffs*.

Um dos jogos de informação incompleta mais importantes é o jogo de informação assimétrica, em que existe uma parte informada e outra parte não (ou menos) informada. A quantidade de prêmios Nobel em economia em que este tema foi agraciado, no caso 5, mostra a sua importância.

O método geral para resolver os jogos de informação incompleta é o método Bayesiano (HARSANYI, 1994), no qual o jogo original é transformado num jogo equivalente de Bayes com informação completa, embora imperfeita.

Há duas maneiras distintas de abordar a assimetria de informação, objetivando reduzir seus problemas: uma é distinguindo os casos com interações de mercado (por exemplo, mercado de "limões"¹²) das aplicações sem esse componente de mercado, como alguns casos de *screening*. Estes dois casos são distinguidos em função de quem é a iniciativa para reduzir o problema, se é da parte menos informada (*screening*) ou se é da parte mais informada (sinalização).

6.2.1.2 Jogos repetidos e reputação

¹² Limão é uma gíria americana para um carro que é descoberto ser defeituoso depois de ter sido comprado. "O mercado de limões: incerteza na qualidade e o mecanismo de mercado" é um *paper* famoso de 1970 do economista George Akerlof, que discute a assimetria de informação.

O valor de reputação aparece em jogos repetidos, onde reputação, neste caso, significa o sacrifício de benefício de curto prazo na expectativa de maior benefício no longo prazo.

Com a facilidade da comunicação propiciada pelo advento da internet, a comunicação entre os diversos *players* do mercado é cada vez mais fácil. Desta forma, construir uma reputação pode ser vista como uma decisão de investimento, já que a escolha mais sensata é a de gastar hoje (ou sacrificar ganhos de curto prazo) visando futuro benefício (ou ganhos futuros). DOBSON (1993) verificou empiricamente que o equilíbrio desse jogo repetido será comprar o produto de boa qualidade, ou seja, comprar de vendedores que tenham boa reputação.

A seleção adversa pode gerar um colapso do mercado, onde somente os maus produtos acabam ficando no mercado até que este deixe de existir. Assim, em um mercado de energia onde haja o leilão de eficiência energética, deve-se tomar muito cuidado na definição das regras deste mecanismo para se evitar que os maus projetos façam com que este mercado não progrida.

6.2.1.3 Informação assimétrica e seus antídotos

AKERLOF (1970) mostrou que a informação assimétrica cria imperfeições no mercado, denominada seleção adversa, na qual sérias distorções e limitações no mercado punem e afastam os produtos e serviços de melhor qualidade e/ou criam custos adicionais para minorar as imperfeições.

Existem na literatura duas formas de contornar este problema: uma é o jogo de sinalização (*signaling*), a outra é desenhar um mecanismo de *screening*.

Os jogos de sinalização são antídotos para o problema de informação assimétrica, sendo que um tipo especial deste jogo é o equilíbrio Nash-Bayesiano. Neste tipo de jogo há um equilíbrio separador, tal que os tipos são separados uns dos outros, revelando os verdadeiros tipos. Tipos podem ser entendidos, por exemplo, pela separação dos *players* de boa reputação dos de má reputação.

Em jogos de sinalização, a parte mais informada (agente) pode querer revelar a sua informação para a parte menos informada (principal) se isso for vantajoso para ela. Todavia, a parte menos informada pode encarar isso de forma cética, pois a outra parte pode estar mentindo. Assim, o agente verdadeiramente

competente (ou confiável) tem de achar ações observáveis que os menos habilitados tenham muita dificuldade (alto custo) ou impossibilidade de imitar. Estas ações observáveis são os chamados "sinais".

Um sinal é crível somente se o custo do sinal for diferente o suficiente para diferentes tipos de emissores. Assim, o sinal (uma ação ou decisão) deve impor maiores custos a um *player* de um tipo (A) e menor custo para outro do tipo (B), sendo mais provável que a firma de tipo B emita aquele sinal. Portanto, o agente emite um sinal crível para convencer o principal sobre o valor ou a qualidade de seu produto, de forma a reduzir o problema da seleção adversa.

Nos modelos de *screening* (STIGLITZ, 1973), o principal (parte menos informada) é quem toma a iniciativa de propor contratos aos agentes (parte mais informada) de forma a reduzir o rendimento da informação do agente. Este contrato, conjunto de regras para um segundo jogo entre o agente e o principal, é modelado como um jogo de barganha, geralmente de um período ("pegar ou largar").

MIRREES & DIAMOND (1971), em um artigo sobre imposto de renda não-linear ótimo, introduziu técnicas de incentivos compatíveis que evoluiu para o conceito geral de "princípio da revelação", o qual permite restringir a busca de mecanismos ótimos para apenas aqueles que revelem diretamente a verdade.

A teoria do desenho de mecanismo (MASKIN & SJOSTROM, 2002) combina o modelo de principal-agente com o conceito de equilíbrio Nash-Bayesiano, onde mecanismo é um jogo que especifica as estratégias possíveis e as recompensas.

Há o mecanismo direto, no qual os jogadores informam seu tipo a um árbitro, o qual utiliza estas informações para determinar a recompensa dos jogadores (FIANI, 2009). Se for ótimo para um jogador revelar a verdade, tal mecanismo é chamado de incentivo-compatível. Assim, o teorema do princípio da revelação diz que se pode restringir a busca do mecanismo ótimo para aqueles que sejam diretos (pergunta o tipo) e incentivo-compatível (revelador da verdade).

Prova-se que não há perda de *payoff* ao descartar os mecanismos que não atendam ao princípio da revelação. Assim, qualquer equilíbrio de Nash-Bayesiano (ENB) de qualquer jogo Bayesiano, pode ser representado por um mecanismo direto incentivo-compatível.

6.2.2 Teoria de leilões

A teoria dos leilões pode ser vista como uma aplicação da teoria de desenho de mecanismos ou de jogos Bayesianos, onde o leilão pode ser considerado um mecanismo de mercado para equilibrar oferta e demanda.

No leilão, as regras de formação de preço devem ser explícitas e conhecidas para todos os *players* e, geralmente, quem estabelece as regras do leilão é o vendedor, que está incerto sobre o preço da mercadoria a ser vendida, ou seja, há incerteza de mercado.

No caso de leilão de energia, as regras são definidas pelo governo, sendo que os compradores, as distribuidoras de energia, apenas declaram o montante que necessitam para suprir 100% do seu mercado. Assim, os *players*, que realmente atuam no mercado concorrendo entre si são os vendedores, que devem estar interessados em vender a energia ao maior preço possível.

No leilão há informação incompleta, que para o caso do leilão de energia, um determinado dono de empreendimento não sabe qual é o valor que seu concorrente vai aceitar em vender a energia do seu empreendimento. Esta é a essência de qualquer situação de leilão, pois os *players* valoram o bem de forma diferente. Seja porque eles têm valores privados diferentes ou porque eles têm estimativas diferentes do valor comum do bem.

Geralmente, o valor de um bem em leilão pode ser de valor privado ou de valor interdependente. No caso de valor privado independente, além de só o próprio jogador conhecer seu valor, saber o valor dos outros não afeta o seu próprio valor. Já o valor comum é um caso particular de valor interdependente, pois o valor pode ser desconhecido no leilão, mas tem um valor de mercado que é comum a todos os jogadores. Os leilões já realizados são um grande indicativo dos valores comuns.

Um conceito importante de valor em leilões é o de afiliação, que captura a correlação positiva global entre os diferentes tipos que um comprador pode ter. Um conjunto de variáveis aleatórias é afiliada se tiver a propriedade multivariada de monotonicidade da razão de verossimilhança. Em outras palavras, quando há afiliação, significa que há dependência entre os tipos de jogadores. Assim, um

jogador que valora mais um determinado bem pode fazer que os jogadores do seu mesmo tipo também o valore mais.

Para comparar formatos ou tipos de leilões, dois aspectos são relevantes: receita do leiloeiro/vendedor e eficiência. A eficiência significa que o objeto leiloado deve terminar nas mãos do player que mais o valoriza, pois é objetivo do leiloeiro maximizar a sua receita.

6.2.2.1 Classificações equivalência de leilões

Os leilões podem ser classificados de diversas maneiras, podendo ser do tipo **aberto** (onde há lances públicos, oral ou não) ou **selado**. Ainda, leilões abertos podem ser de **preços ascendentes** (inglês, que é o mais popular) ou de **preços descendentes** (holandês). Já os leilões fechados ou selados podem ser de **primeiro preço** e de **segundo preço**. A classificação dos leilões também considera se estes têm um único objeto ou múltiplos objetos.

Nos leilões de 1º preço ou de 1º lance, ganha o bem e paga seu próprio lance o jogador que der o mais alto lance (*bid*). Já nos leilões de 2º preço (lance), o jogador que der o lance mais alto ganha o bem, entretanto, este jogador paga o valor do segundo maior *bid*. O leilão de 2º lance também é bastante conhecido na literatura como leilão de VICKREY (1961).

Há uma equivalência estratégica entre os vários tipos de leilões. O leilão aberto holandês ou de preços descendentes é estrategicamente equivalente ao leilão selado de 1º preço. Assim, o fato de ser aberto não confere informação adicional para aos jogadores.

Quando os valores são privados, o leilão aberto inglês (preços ascendentes) é equivalente ao leilão selado de 2º lance. Todavia, neste caso, a informação de jogadores desistindo após certos preços pode ser relevante se os valores são interdependentes (bem de mercado).

A figura 6.3 a seguir resume as equivalências forte, que sempre existe, e fraca, que vale apenas para valores privados, entre os leilões abertos e selados.

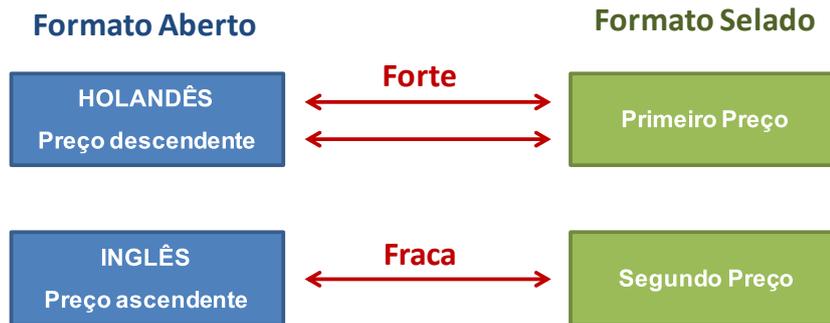


Figura 6.3 - Equivalência estratégica entre os tipos de leilão

6.2.2.2 Estratégias em leilões

A decisão de quanto oferecer num leilão é uma decisão sob incerteza, mas em alguns casos é bem simples. A seguir são descritas as estratégias ótimas para algumas modalidades de leilões:

- No leilão aberto inglês, se um jogador tem um valor privado (v), então a regra é permanecer no leilão até o último lance $b \leq v$. Assim, a estratégia ótima deste jogador independe das estratégias dos demais jogadores, não sendo necessário estimar os planos dos rivais.

- No leilão selado de 2º lance, pode-se provar que é ótimo para um determinado jogador dar um lance igual ao seu valor privado (v), pois este pagará o valor do 2º, que é menor que seu valor privado. VICKREY (1961) mostrou que dar um lance igual a quanto vale o bem para cada tipo é uma estratégia dominante e independe do tipo. Assim, será ótimo para todos os jogadores revelar quanto realmente vale o bem para cada um e ganha quem acreditar que o bem é mais valioso. Portanto, o leilão de 2º lance atende ao princípio da revelação, incentivando cada tipo a dizer a verdade sobre o valor do bem e ganha quem mais está interessado no bem. Com muitos tipos participando do leilão, no limite, o leiloeiro conseguiria vender o bem pelo valor máximo do tipo com maior avaliação, mostrando-se, desta forma, ser eficiente.

- No caso de leilão selado de 1º lance, a regra de decisão não é tão simples, pois o melhor seria ganhar o leilão com lance menor que v , mas pagando o mínimo possível. Desta forma, este lance deveria ser apenas um pouco maior que o segundo maior *bid*. Para tanto, deve-se estimar bem este segundo maior *bid*,

pois se o jogador der um lance muito baixo, a chance de ganhar diminui e se der um lance muito alto, o *payoff* que é a diferença entre o valor do lance e seu valor privado pode ser pequeno, caso o jogador ganhe. Desta forma, a estratégia ótima é escolher um valor para o lance de forma a maximizar o *payoff* esperado.

Em leilões há sempre um risco de se pagar mais do que realmente vale um determinado bem, o que é denominado maldição do vencedor (*winners' curse*). Isto pode ocorrer, pois um determinado jogador só ganha o leilão se sua avaliação for a mais alta dentre a de todos demais jogadores. Desta forma, mesmo que em média as suas avaliações (e seus lances) não superestimem os valores dos ativos, o jogador só ganha, quando as suas avaliações são as mais otimistas do leilão. (CAPEN et al, 1971)

Um resultado clássico da teoria de leilões é a equivalência de receita (*revenue equivalence*) entre diversos formatos se cada jogador segue a estratégia de equilíbrio de Nash. Ou seja, se os jogadores têm valores independentes, são neutros ao risco, sem restrição orçamentária e usam estratégias simétricas, então todos os formatos de leilão razoáveis (1º lance, 2º lance, inglês, holandês) levam a mesma receita esperada para o leiloeiro. Esta assertiva não leva em consideração que existe somente um equilíbrio de Nash. No leilão selado de 1º lance, por exemplo, existem múltiplos equilíbrios, mas estes levam ao mesmo resultado esperado para o leiloeiro. Um corolário desta teoria é que a receita esperada do vendedor aumenta com o número de jogadores nos 4 formatos de leilões mencionados.

6.3 Leilões de Eficiência Energética

Uma das metas do PNEf é o estudo da pertinência dos leilões de eficiência energética, que é considerado um mecanismo de gerenciamento da energia pelo lado da demanda ou GLD. Neste tipo de medida, a avaliação é muito mais difícil de ser realizada, porque os dados são pulverizados por múltiplas instalações (GARCIA, 2003).

Apesar de o governo propor estudos de um mecanismo de leilão de eficiência energética, ainda não está muito claro que este leilão deva existir. O Governo brasileiro tem interesse em estimular todas as propostas que possam usar

de maneira mais eficiente a energia elétrica, assim, várias políticas de redução de energia pelo lado da demanda estão sendo estudadas pelo governo e, dentre essas, se enquadra o leilão de eficiência energética (MME, 2011).

Existem muitos riscos inerentes à implementação de mecanismos pelo lado da demanda. GARCIA (2009) enumera os mais prováveis, quais sejam: risco de aceitação pelos usuários; riscos de implementação (haver empreendedores e instalações interessadas em reduzir a energia); e risco de funcionamento (eficácias das medidas de GLD adotadas e evolução do consumo base de tais medidas). Este mesmo autor coloca que estes riscos estão distribuídos entre os diversos agentes envolvidos neste negócio: Governo, sociedade, companhias de energia elétrica e empreendedores.

Alguns destes riscos estão intrinsecamente ligados às medidas de M&V adotadas, o chamado por GARCIA de "risco de performance". Incluso a principal dúvida do leilão de eficiência energética e dos *players* que estão interessados neste novo negócio é saber se a redução de energia prometida irá realmente se efetivar ou "performar", no jargão de medição e verificação. Desta forma, a construção de uma linha base bem feita é primordial para o sucesso deste tipo de empreendimento.

É muito importante que no leilão de eficiência energética, assim, como em qualquer mercado, que seja encorajado o maior número de licitantes possíveis, para evitar a colusão¹³. Desta forma, o mecanismo a ser adotado, deve levar em consideração que o maior número de empreendedores se interessem por este negócio. Assim, conforme, colocado por GARCIA (2009), deveria se evitar o leilão aberto, pois esta modalidade poderia desencorajar pequenos empreendedores, uma vez que todos os licitantes têm acessos aos lances propostos por todos.

Segundo GOLDMAN & KITO (1995), as variações no preço do lance dependeriam principalmente do preço teto da medida de redução de energia pelo lado da demanda, do mix de mercados e de medidas de redução de consumo de energia almejadas pelos desenvolvedores dos projetos e, por último, o grau de risco aceitável pelo desenvolvedor do projeto. O preço teto da medida de redução é influenciado principalmente pelos custos alocados no projeto de eficiência

¹³ Colusão é o ajuste secreto e fraudulento entre duas ou mais partes, causando prejuízos para terceiros.

energética. Ademais, seria interessante uma uniformização dos preços, caso o leilão fosse dividido por uso final, pois isto traria uma homogeneidade das medidas ofertadas (GARCIA, 2009).

Um preço de reserva (valores iniciais de oferta, abaixo dos quais o bem não é vendido) também deveria ser considerado para o leilão de eficiência energética. GOLDMAN & KITO (1995), verificaram em seus estudos que algumas companhias de eletricidade nos Estados Unidos utilizaram como preço de reserva o custo evitado de nova geração, enquanto outras utilizaram o custo de determinada medida de eficiência energética.

Alguns pontos devem ser levados em consideração quando se pensa na implantação de um mecanismo de leilão de eficiência energética e foram citados por GARCIA (2009):

- Com o leilão de eficiência energética, mais empreendedores poderiam estar interessados em realizar medidas de eficiência energética, pois esta traria uma receita adicional. Isto aumentaria o potencial de redução de consumo de energia utilizando a eficiência energética;

- O Brasil tem a seu favor o *know-how* com leilões e segundo livro publicado pelo Banco Mundial e de autoria de MAURER & BARROSO (2011), sendo um dos países que tem leilões mais sofisticados do mundo quando o objetivo é contratar nova capacidade de energia. Desta forma, toda esta experiência pode ser utilizada na criação de um mecanismo de leilão de eficiência energética, através da venda de energia elétrica como usina virtual;

- No caso das usinas virtuais, estas são mais competitivas em relação às usinas existentes, pois é uma energia que já existe e que está sendo economizada;

- A principal barreira para uma maior venda da eficiência energética é a comprovação da real energia conservada. Desta forma, ações de M&V, se adotadas corretamente e de forma transparente, permitirão que o mercado da eficiência energética cresça. Assim, a medição e verificação talvez seja o antídoto para qualificar os projetos a participarem do leilão de eficiência energética;

- A eficiência energética cumpria um papel secundário no planejamento da expansão do mercado de energia brasileiro, significando apenas uma redução da demanda. Hoje com o PNEf, as políticas de eficiência energética definidas pelo

governo estão incorporadas de forma explícita ao Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) e aos Planos Decenais de Energia (PDE's).

Segundo GARCIA (2009), em um *workshop* realizado pela EPE em 2006, foram sugeridos 3 mecanismos de Leilão de Eficiência Energética:

1. Considera-se que o **volume de projetos de EE seria baixo** e todos aqueles qualificados e abaixo de um preço-teto (abaixo do custo marginal de expansão) poderiam ser implantados. Neste caso, não seria necessária um leilão de eficiência energética. Após a consolidação de energia reduzida com este mecanismo, o cálculo do acréscimo de mercado seria refeito e os leilões da expansão dar-se-iam como antes (A-3, A-5, etc).

2. Considera-se que haveria **uma quantidade grande de projetos de EE**, superando o que a sociedade admitiria como risco para projetos de eficiência energética. Após a avaliação prévia dos projetos, se faria um leilão de eficiência energética dos projetos habilitados. Este leilão seria feito previamente ao leilão de energia nova, abatendo-se uma parcela de energia a ser contratada neste leilão.

3. Os **projetos de eficiência energética concorreriam no mesmo leilão com as demais usinas**. Este seria o procedimento mais simples, porém haveria produtos com características bem distintas (lado da oferta e lado da demanda).

Foram considerados neste tópico as ideias gerais e diretrizes políticas para uma boa implantação de um mecanismo de leilão de eficiência energética no Brasil. Ademais, como o mecanismo de leilão é considerado um mercado, KAMBIL & VAN HECK (2002) propõem uma metodologia, chamada estrutura de benefícios de processos e das partes interessadas, que garanta um benefício líquido para cada uma das partes interessadas (compradores, vendedores e *market maker*¹⁴) em um processo de leilão.

¹⁴ O *market maker* seria o “criador do mercado”, que no caso, é considerado o governo.

7 Metodologia

Nesta seção, são mostradas as metodologias e contribuições dadas por esta tese. Primeiramente, no item 7.1, é descrita a metodologia para se calcular o investimento evitado com políticas de eficiência energética. Em seguida, na seção 7.2, a metodologia de linha de base para se mensurar as emissões de CO₂ evitadas com políticas de eficiência energética baseadas no PNEf é apresentada. Por fim, no item 7.3, são mostradas a metodologia, as orientações e as linhas gerais para a implementação de um possível leilão de eficiência energética no Brasil.

7.1 Cálculo do investimento evitado

O principal objetivo desta tese é estimar o investimento evitado em geração de energia elétrica pelo governo brasileiro com políticas de eficiência energética. Assim, a metodologia proposta para se alcançar este objetivo se baseia na estimação dos custos de operação, onde se faz afrouxamento da demanda de energia com adoção de políticas de eficiência energética, no caso, baseadas no Plano Nacional de Eficiência Energética, o PNEf.

7.1.1 Geração de cenários de políticas de eficiência energética

O primeiro passo para se alcançar tal objetivo é tornar a curva determinística das políticas/metadotas no PNEf em uma curva estocástica, adequando um processo estocástico a esta. Analisando esta curva, verifica-se que esta tem um crescimento exponencial. Assim, foi ajustada uma regressão exponencial, dando, portanto a taxa esperada de aumento.

A justificativa para se considerar incertezas nas metas adotadas no PNEf advém do fato de ser considerada, no PNE 2030, como a principal barreira identificada para definir as perspectivas de eficiência energética nos próximos anos, devido a precariedade das informações disponíveis. Neste documento se

menciona que as metas de eficiência energética estabelecidas pelo PNEf possuem grande incerteza e, na maioria das vezes, são escassas e sem metodologia única e consolidada (EPE, 2006).

Na prática, as políticas de eficiência energética real estão rodeadas de incertezas, mesmo com metas estabelecidas por um documento como o PNEf. Desta forma, por ser exponencial, foi usado um Movimento Geométrico Browniano (MGB) para gerar 100 simulações de sua evolução ao longo dos próximos 5 anos em um intervalo de tempo mensal.

O parâmetro de crescimento exponencial foi calculado pelo ajuste de uma curva exponencial de forma a minimizar a raiz quadrada do erro médio quadrático (RMSE). Alguns valores de volatilidade foram testados: 5%, 10%, 15% e 20%. Todavia, sendo conservador, considera-se que a menor volatilidade testada (5%) é a mais adequada, pois se obtém cenários que não são muito dispersos em relação as metas. Mesmo com a justificativa da precariedade das informações disponíveis, não se pode pensar em metas que desviem muito dos valores centrais.

Vale colocar que, se a série de políticas energéticas tivesse outro comportamento, senão exponencial, outro processo estocástico diferente do MGB poderia ser usado. Ademais, o período utilizado para estudo foi o de 5 anos com uma discretização mensal, pois é o período geralmente utilizado para análise do médio prazo da operação do sistema brasileiro.

Originalmente, 400 cenários foram gerados utilizando o processo estocástico mencionado. Todavia, sendo ainda mais conservador, considerou-se apenas os cenários que não excedessem o valor médio, dado pela meta determinística do PNEf, em $\pm 20\%$. Assim, o número de cenários caiu de 400 para 173 e foram utilizados no modelo apenas 100 destes, escolhidos aleatoriamente. Optou-se por esta restrição do número de cenários, pois o tempo de processamento para cada simulação no MDDH (Modelo de Despacho Hidrotérmico) era de aproximadamente, 5 horas. Portanto, um número muito grande de simulações poderia inviabilizar o estudo.

7.1.2 Cálculo dos cenários de demanda de energia

A demanda de consumo de energia esperada para o Brasil nos próximos 5 anos está disponível no "deck de preços", publicada mensalmente e revisada quadrimestralmente pelo ONS. Na demanda já estão contabilizadas as metas de redução de energia anunciadas no PNEf.

Tanto no software NEWAVE, quanto no MDDH, o planejamento energético é projetado de modo que o sistema hidrotérmico possa atender à demanda de energia de uma forma segura e econômica. No entanto, as incertezas no valor da demanda de energia não são tomadas em consideração para o modelo, uma vez que o problema centra-se apenas nas incertezas presentes nas afluências, assim, a demanda é considerada determinística. Isso significa que, para representar diferentes possíveis cenários de demanda, o software MDDH deve ser executado diversas vezes para cada cenário de demanda considerado (BRANDI, 2011).

Portanto, esta fase da metodologia consiste em criar cenários de demanda de energia os quais as políticas de eficiência energética advindas do PNEf sejam estocásticas. Assim, definiu-se como cenário de demanda padrão a demanda de energia prevista e divulgada no "deck de preços", onde nesta demanda as metas/políticas energéticas advindas do PNEf já estão contabilizadas. Em seguida, somaram-se os valores de energia divulgados pelo PNEf ao cenário de demanda padrão e obteve-se o que foi denominado cenário 0. Neste cenário, pode-se dizer que nenhuma política de eficiência energética está considerada, visto que as metas e políticas do PNEf foram "retiradas".

A partir do cenário 0, sem políticas de eficiência energética, constituiu-se 100 novos cenários de demanda de energia, considerando as políticas de eficiência energética simuladas no item 7.1.1. Com esta medida, foram geradas incertezas sobre as políticas de eficiência energética publicadas no PNEf, e a demanda de energia pode ser considerada estocástica.

7.1.3 Cálculo dos custos de operação

Como colocado no item 2.4.2, o objetivo do planejamento de médio prazo é determinar os despachos de todas as usinas do sistema hidrotérmico sujeito à natureza estocástica das afluições, com vistas a minimizar o valor esperado do custo de operação. A ferramenta computacional MDDH, utilizada nesta tese, tem este problema implementado, utilizando a PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica). Como resultado, têm-se as estimativas do custo marginal de operação que servirão como base para cálculo do investimento evitado em novas usinas, adotando-se políticas de eficiência energética (PEREIRA & PINTO, 1982; PEREIRA & PINTO, 1983, PEREIRA & PINTO, 1985; GORENSTIN et al, 1992; PEREIRA, 1989; PINTO & PEREIRA, 1990).

O problema de operação hidrotérmica em sistemas equivalentes de energia que é resolvido a cada estágio é descrito a seguir:

$$Z_t = \text{Min} \left[\sum_{k=1}^{NS} \sum_{j=1}^{NUT_k} CT_{t,j} \cdot GT_{t,j} + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1} \right] \quad (7.1) \quad (a)$$

Equação de balanço hídrico

$$EA_{t+1}(k) = FDIN_t(k)EA_t(k) + FC_t(k)EC_t(k) - GH_t(k) - EVT_t(k) - EVM_t(k) - EVP_t(k) - EM_t(k) - EDVC_t(k); k = 1, \dots, NS \quad (b)$$

Equação de atendimento à demanda

$$GH_t + \sum_{j=1}^{NUT_k} GT_{t,j} + \sum_{j=1}^{\Omega_k} (F_{t,i,k} - F_{t,k,i}) + DEF_{t,k} - EXC_t(k) = D_{t,k} - EVM_t(k) - EFIO_t(k) - \sum_{j=1}^{NUT_k} GTMIN_{t,j} - EDVF_t(k); k = 1, \dots, NS \quad (c)$$

Limites na geração térmica

$$0 \leq GT_{t,j} \leq \overline{GT}_{t,j}, \quad \forall j \in NUT_k, k = 1, \dots, NS \quad (d)$$

Limites na capacidade de intercâmbio

$$|F_{t,i,k}| \leq \overline{F}_{t,i,k}, \quad i = 1, \dots, NS \text{ e } k = 1, \dots, NS \quad (e)$$

Limites na capacidade de armazenamento

$$0 \leq FDIN_{t+1}(k).EA_{t+1}(k) \leq EAMAX_{t+1}(k) \quad , \quad k = 1, \dots, NS \quad (f)$$

Geração hidráulica máxima

$$GH_t(k) + EFIO_t(k) + EVM_t(k) \leq GHMAX_t(k) \quad , \quad k = 1, \dots, NS \quad (g)$$

Limites operativos

$$EAMIN_{t+1}(k) + FDIN_{t+1}(k).EARM_{t+1}(k) \leq EAVEMAX_{t+1}(k), \quad k = 1, \dots, NS \quad (h)$$

Função de custo futuro

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k=1}^{NS} \pi.EA_{1,t+1}(k).EA_{t+1}(k) \geq \delta_{1,t+1} \quad (i)$$

...

$$\alpha_{t+1} - \sum_{k=1}^{NS} \pi.EA_{q,t+1}(k).EA_{t+1}(k) \geq \delta_{q,t+1}$$

Equação de subsistemas fictícios

$$\sum_{j=1}^{\Omega_k} (F_{t,i,k} - F_{t,k,i}) = 0 \quad , \quad k = 1, \dots, NFIC \quad (j)$$

Onde

Z_t	valor esperado do custo total de operação do estágio t até o final do período de planejamento;
β	taxa de desconto;
α_{t+1}	variável escalar que representa o valor esperado do custo futuro associado a decisão tomada no instante t ;
$EA_t(i)$	energia armazenada no subsistema i no início do estágio t ;
$EAMAX_t(i)$	limite máximo de armazenamento do subsistema i no início do estágio t ;
$GH_t(i)$	energia hidráulica controlável gerada pelo subsistema i no estágio t ;
$GHMAX_t(i)$	limite máximo de geração hidráulica do subsistema i no estágio t ;
$EVT_t(i)$	energia vertida no subsistema i no estágio t ;
$EXC_t(i)$	excesso de energia a fio d'água, energia de vazão mínima, geração térmica mínima, geração de pequenas usinas e energia de submotorização no subsistema i durante o estágio t ;

$EC_t(i)$	energia controlável afluyente ao sistema i durante o estágio t (está incluída a energia de vazão mínima);
$EFIO_t(i)$	energia fio d'água afluyente ao sistema i durante o estágio t ;
$EVP_t(i)$	energia evaporada no subsistema i durante o estágio t ;
$EM_t(i)$	energia de enchimento de volume morto no subsistema i durante o estágio t ;
$EV_t(i)$	energia de vazão mínima afluyente ao subsistema i durante o estágio t ;
$GT_t(j)$	energia gerada pela usina térmica j do subsistema i , no estágio t ;
$\overline{GT}_t(j)$	limite máximo de geração térmica da usina j no estágio t , descontando-se o limite mínimo de geração térmica dessa usina;
$GTMIN_t(j)$	limite mínimo de geração térmica da usina j no estágio t ;
$F_t(i,k)$	intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema k , no estágio t ;
$\overline{F}_t(i,k)$	capacidade de intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema k , no estágio t ;
$EDVC_t(i)$	energia de desvio de água a ser abatida da energia controlável no subsistema i durante o estágio t ;
$EDVF_t(i)$	energia de desvio de água a ser abatida da energia fio d'água no subsistema i durante o estágio t ;
$D_t(i)$	demanda de energia do subsistema i no estágio t , descontadas a geração de pequenas usinas e a energia de submotorização;
$DEF_{t,i}$	déficit de energia do subsistema i no estágio t ;
$CT(j)$	custo de geração associado a usina térmica j ;
Ω_j	conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema j ;
NS	número de subsistemas reais;
$NFIC$	número de subsistemas fictícios;
$EAMIN_t(i)$	limite mínimo de armazenamento do subsistema i no início do estágio t ;
$EAVEMAX_t(i)$	limite máximo de armazenamento do subsistema i no início do estágio t por restrição de volume de espera;
$FDIN_t(i)$	correção da energia armazenada no sistema i devido a mudança de configuração no estágio t ;
$FC_t(i)$	fator de correção da energia controlável do sistema i durante o estágio t ;
q	número de segmentos da função de custo futuro;
$\pi.EA_{t+1}(i)$	derivada da função objetivo Z_t com relação à energia armazenada no subsistema i no início do estágio $t+1$;
δ_{t+1}	termo constante da restrição linear.

A partir da solução do problema exposto, utilizando a cada simulação diferentes cenários de demanda de energia, pode-se construir, por exemplo, distribuições do custo de operação no horizonte de 5 anos com discretizações mensais. Como já mencionado, este procedimento foi realizado utilizando o

software MDDH (modelo de despacho hidrotérmico), desenvolvido pela PUC-Rio e UFJF em um P&D estratégico da ANEEL. Assim, podem ser verificadas quais usinas deixaram de gerar, quando se introduz a redução do consumo por fomento da eficiência energética (estes dados constam do PNEf).

7.1.4 Estimativa do investimento evitado

Calculados os custos de operação de cada subsistema e para cada cenário, incluindo cenário 0, pode-se estimar o investimento evitado com políticas de eficiência energética. Para tanto, para cada período de tempo (5 anos com uma discretização mensal, $t = 1$ a 60), calculou-se a diferença entre o $CO(0)$, o custo de operação no cenário 0, e $CO(s)$, o custo de operação no cenário "s", com "s" variando de 1 a 100, equação 7.2.

$$CO(0) - CO(s) = COdif(s) \quad (7.2)$$

onde $COdif(s)$ é a diferença entre o custo de operação no cenário 0, sem políticas de eficiência energética, e o custo de operação no cenário "s".

Em seguida, computou-se a energia economizada com as políticas de eficiência energética advindas do PNEf, $EEP(s, sub, t)$, para cada cenário "s" em cada período de tempo "t", para cada subsistema "sub". Fazendo o produto de cada cenário de energia economizada com as políticas de eficiência energética (EEP) pela diferença do custo de operação ($COdif$), tem-se o custo evitado devido às políticas de eficiência energética do PNEf. Finalmente, tem-se o valor presente líquido (VPL), que é dado pela expressão 7.3:

$$VPL = \frac{1}{100} \sum_{s=1}^{100} \sum_{sub=1}^4 \sum_{t=1}^{60} \frac{COdif(s, sub, t) * EEP(s, sub, t)}{(1 + \mu)^t} - I \quad (7.3)$$

onde I é o investimento total evitado com as políticas de eficiência energética advindas do PNEf e μ a taxa de desconto.

O passo seguinte foi calcular o investimento de equilíbrio, isto é, quando $VPL = 0$. Nesta abordagem, não se considerou a opção de investir ou não em políticas de eficiência energética.

Neste problema, foram consideradas duas taxas de desconto: a considerada no Deck de Preços, 12%; e a taxa de desconto utilizada pelo BNDES, 7,5%. Assim, obteve-se dois cenários, um conservador, $\mu = 12\%$, e outro otimista, $\mu = 7,5\%$.

7.1.5 Resumo da metodologia do cálculo do investimento evitado

A figura 7.1 resume o passo a passo da metodologia apresentada neste capítulo para estimativa do investimento evitado com políticas de eficiência energética, sendo replicável a outros mercados, além do brasileiro.

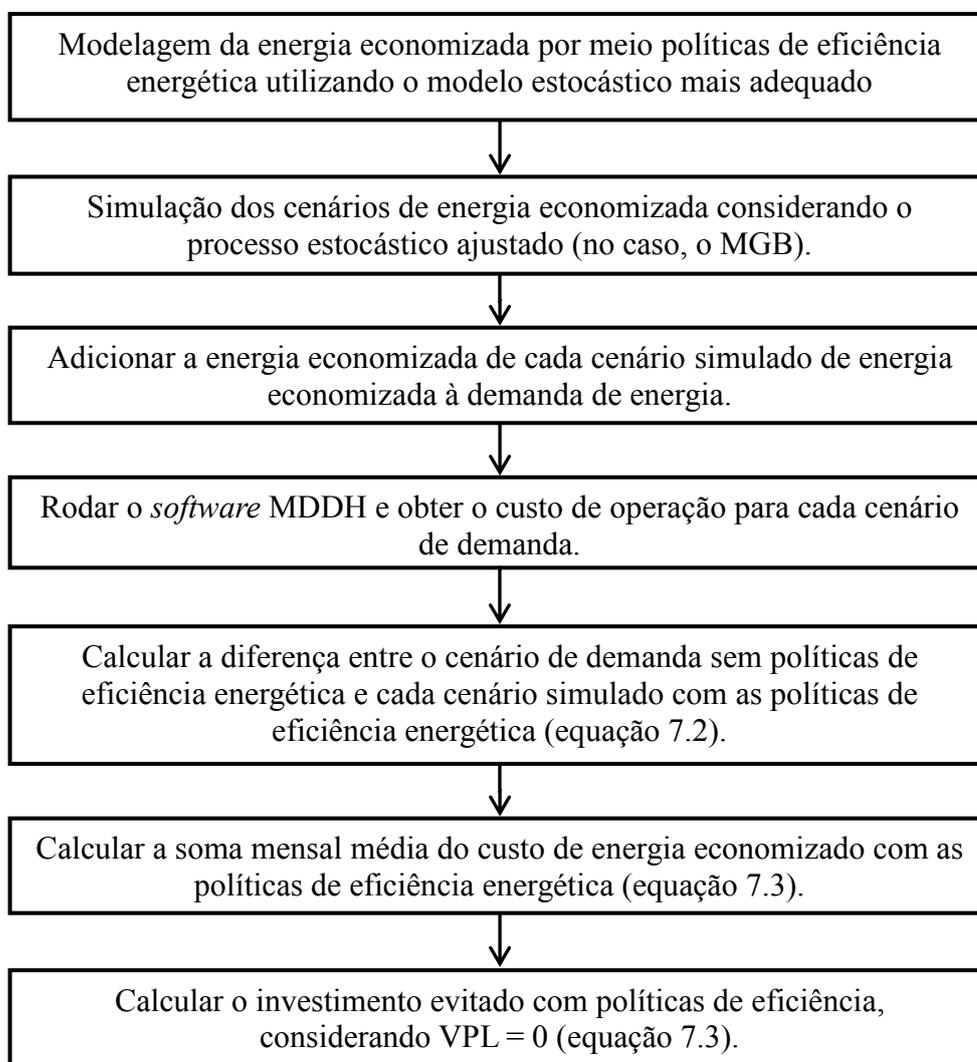


Figura 7.1 – Sumário da metodologia da estimativa do investimento evitado

Na seção 8.1, são analisados os resultados da simulação desta metodologia no horizonte que vai de jan/2012 a dez/2016. Os resultados encontrados serão comparados ao custo da construção no estado do Pará da grande Usina Hidrelétrica de Belo Monte.

Há muita polêmica e discussão na sociedade brasileira sobre a construção desta usina, pois esta está sendo construída em reserva ambiental e indígena na floresta amazônica. Todavia, os custos inerentes aos problemas socioambientais não serão abordados nesta tese.

7.2

Linha de base para estimativa das emissões evitadas com políticas de eficiência energética

Com vistas a calcular a linha de base para estimar as emissões evitadas com as políticas de eficiência energética advindas do PNEf utilizou-se a metodologia descrita no relatório ACM0002 / Versão 13.0.0 (UNFCCC, 2006). Esta estimativa foi calculada tanto para o cenário determinístico de metas do PNEf, quanto para a média dos cenários estocásticos.

Para a linha de base das emissões (*BE*), foi escolhido o cenário 0 de demanda (onde nenhuma política energética é considerada) multiplicada pelo fator de emissão anual de margem combinada e margem de operação mostrados na figura 4.14, e 4.12 do capítulo 4. A projeção do fator de margem combinada e margem operativa foi a média dos fatores históricos.

Os cenários de emissões projetados (*EP*) com políticas de eficiência energética foram divididos em dois, um determinístico e outro estocástico.

As emissões projetadas no cenário determinístico (EP_{det}) são calculadas multiplicando-se a média histórica do fator de emissões pela demanda de energia advinda do deck de preços, disponibilizado pelo ONS. Já as emissões reduzidas com políticas de eficiência energética advindas do PNEf no cenário determinístico (ER_{det}) podem ser calculadas conforme expressão 7.4 a seguir:

$$ER_{det} = BE - EP_{det} \quad (7.4)$$

Onde:

ER_{det} Emissões reduzidas no cenário determinístico (tCO₂eq);

BE *Baseline* de emissões (tCO₂eq);

EP_{det} Emissões projetadas no cenário determinístico (tCO₂eq);

Para o cálculo das emissões reduzidas com políticas de eficiência energética no cenário estocástico (ER_{est}), foi considerada a mesma *Baseline* do cenário determinístico (BE). Todavia para o cálculo das emissões projetadas no cenário estocástico ($EP(s)$) foi considerado cada cenário de demanda como definido no item 7.1.2. Assim, obtiveram-se $s = 100$ valores de emissões reduzidas ($ER(s)$) e o valor considerado (ER_{est}) foi a média destes 100 cenários. A expressão para o cálculo do valor de emissões reduzidas para cada cenário "s" é mostrada a seguir:

$$ER(s) = BE - EP(s) \quad (7.5)$$

Onde:

$ER(s)$ Emissões reduzidas no cenário "s" (tCO₂eq);

BE *Baseline* de emissões (tCO₂eq);

$EP(s)$ Emissões projetadas no cenário "s" (tCO₂eq);

Na seção 8.2 serão calculadas as quantidades de dióxido de carbono (CO₂) evitadas com políticas de eficiência energética, conforme metodologia de linha de base descrita neste tópico.

7.3

Pesquisa estruturada do leilão de eficiência energética

Nesta seção são definidas as linhas gerais e orientações para implementação de um possível leilão de eficiência energética. Para tanto, primeiramente, propõe-se a realização da pesquisa estruturada seguindo metodologia proposta pelos autores KAMBIL & VAN HECK (2002), objetivando garantir um benefício líquido para cada uma das partes interessadas em um

processo de leilão. Segundo estes autores, uma série de perguntas deve ser realizada a especialistas da área antes da criação de um determinado mercado. Desta forma, antes de se estabelecer a metodologia do leilão de eficiência energética a ser criado, foi pedido a sete especialistas brasileiros e um internacional, com vasto conhecimento em política energética, em especial brasileira, que dessem sua opinião acerca do tema leilão de eficiência energética através de uma pesquisa estruturada baseada no livro *Making Markets* de KAMBIL & VAN HECK. Os questionários das pesquisas, versão inglês e português, se encontram no anexo e os resultados serão apresentados no item 8.2 da presente tese.

O questionário segundo estes autores deve ser dividido em 3 partes no que tange aos *players* que participam deste mercado: vendedores, compradores e *market maker* (o governo). No caso, foi formulado um questionário dividido em 3 partes, como sugerido pelos autores, com um total de 18 perguntas, sendo a última pergunta referente a quem deveriam ser os players a participar do mercado de venda de energia virtual, por meio de projetos de eficiência energética.

Em relação aos compradores e vendedores, estes estariam interessados nas informações relativas aos outros *players* e os riscos que estes teriam em participar do leilão. Ainda, estes *players* teriam interesse em saber como se daria a dinâmica de preços e os ganhos que estes poderiam auferir com o leilão.

No caso de o leilão de eficiência energética ser utilizado para expansão do sistema, como proposto por GARCIA (2009), os compradores, as distribuidoras de energia, não teriam muito poder de decisão em participar ou não do leilão, uma vez que a maioria das regras são definidas pelo governo através do órgão regulador, sempre visando um dos pilares do novo modelo do mercado de energia brasileiro, a modicidade tarifária.

Assim o *market maker*, o governo, estaria preocupado em formular o tipo de mecanismo de preços com vistas a minimizar os valores despendidos pelas distribuidoras de energia. Ainda, o governo estaria preocupado em definir quem seriam os órgãos responsáveis pelos mecanismos de pagamento e liquidação e os responsáveis pela formulação das regras do leilão. Outra preocupação inerente a qualquer leilão é um formato que evite a hipótese de colusão e eliminação de barreira à entrada. Por fim, uma preocupação do governo seria o formato deste

leilão se deveria ou não ser parecido com os leilões de venda de energia para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

No item 8.1.3 serão mostrados os resultados da pesquisa realizada com os especialistas. De posse das informações dadas por eles, pode-se partir para o desenho do mecanismo de mercado, que no caso específico deste trabalho é o leilão de eficiência energética.

8 Resultados

Nesta seção, são apresentados os principais resultados desta tese. Primeiramente, no item 8.1, fez-se a estimativa do investimento evitado com as políticas de eficiência energética realizadas pelo governo brasileiro, por meio do PNEf. Em seguida, na seção 8.2, foi feita a estimativa do CO₂ evitado com redução de consumo de energia pela implementação no Brasil de tais políticas de eficiência energética. Por fim, na parte 8.3, são mostrados os resultados alcançados com uma pesquisa feita com especialistas em eficiência energética acerca do leilão de eficiência energética. Ademais, são apresentados, através de exemplos numéricos, como seriam representados os ambientes de contratação e como se formaria o preço do leilão de eficiência energética para a expansão.

8.1 Cálculo do investimento evitado

Conforme mencionado, o principal objetivo desta tese é estimar o investimento evitado em geração de energia elétrica pelo governo brasileiro com políticas de eficiência energética. Desta forma, fez-se este estudo utilizando a metodologia proposta no item 7.1 para o horizonte de estudo (de janeiro de 2012 a dezembro de 2016). Os resultados se encontram descritos nos subitens a seguir.

Além disso, foi feito neste tópico um estudo de sensibilidade do que acontece com o custo de operação em caso de uma postura do governo brasileiro que aumentasse as políticas com eficiência energética.

8.1.1 Geração de cenários de políticas de eficiência energética

O primeiro passo para se alcançar o objetivo proposto foi tornar a curva determinística das políticas/metadotas no PNEf em uma curva estocástica, adequando um processo estocástico a esta e estimando o parâmetro α ou *drift* do

MGB (Movimento Geométrico Browniano). Como colocado, foi ajustada uma regressão exponencial a esta curva como pode ser visto na figura 8.1 a seguir.

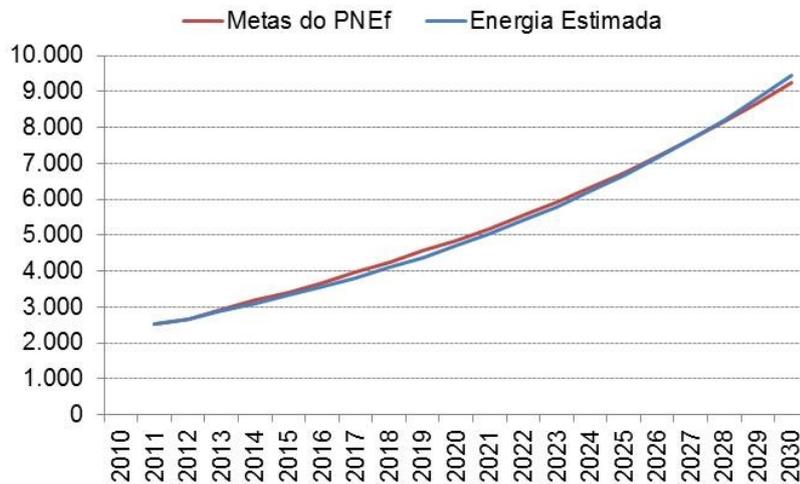


Figura 8.1 – Metas do PNEf e curva ajustada de energia

Para considerar cenários não muito dispersos, como colocado no item 7.1, foi adotada uma volatilidade de 5%. O MGB simulado é descrito na equação 8.1 a seguir:

$$dS = 0,0697 * S * dt + 0,05 * S * dW \quad (8.1)$$

onde dW é um processo de Wiener, S são as metas de eficiência energética estabelecidas no PNEf e S_0 é a meta do PNEf para o ano de 2011, cujo valor é de 2.514 GWh.

O período utilizado para estudo foi o de 5 anos, de janeiro de 2012 a dezembro de 2016, com discretização mensal, apesar do horizonte de metas do PNEf ir até o ano de 2030.

Com o processo estocástico ajustado (equação 8.1) foram gerados 400 cenários, dos quais foram considerados apenas aqueles que não excedessem em $\pm 20\%$ o valor médio, dado pela meta determinística do PNEf. Assim, o número de cenários caiu 400 para 173 e foram utilizados no modelo apenas 100 destes, escolhidos aleatoriamente. O gráfico a seguir mostra as 100 simulações realizadas utilizando a equação 8.1.

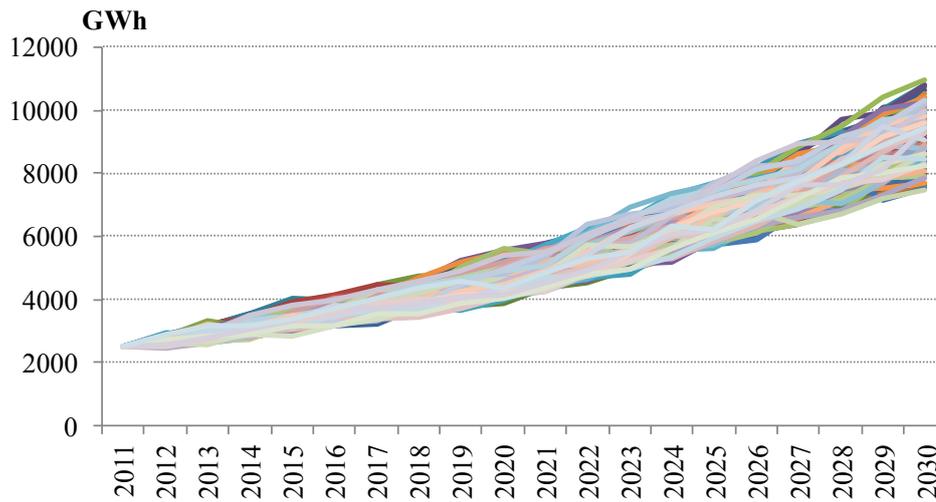


Figura 8.2 – 100 cenários simulados com a equação do MGB

Como os cenários de eficiência energética são gerados anualmente, foi realizada uma proporção do consumo mensal de cada subsistema para se obter as simulações mensais por subsistemas das metas de redução de energia baseadas no PNEf. Assim, pode-se concluir, por exemplo, que a maior redução de energia através de medidas/políticas de eficiência energética se dará nos meses de maior consumo e no subsistema brasileiro que mais consome energia, o subsistema Sudeste/Centroeste. A figura 8.3 a seguir mostra os 100 cenários de políticas de eficiência energética do sistema brasileiro simulados com discretização mensal.

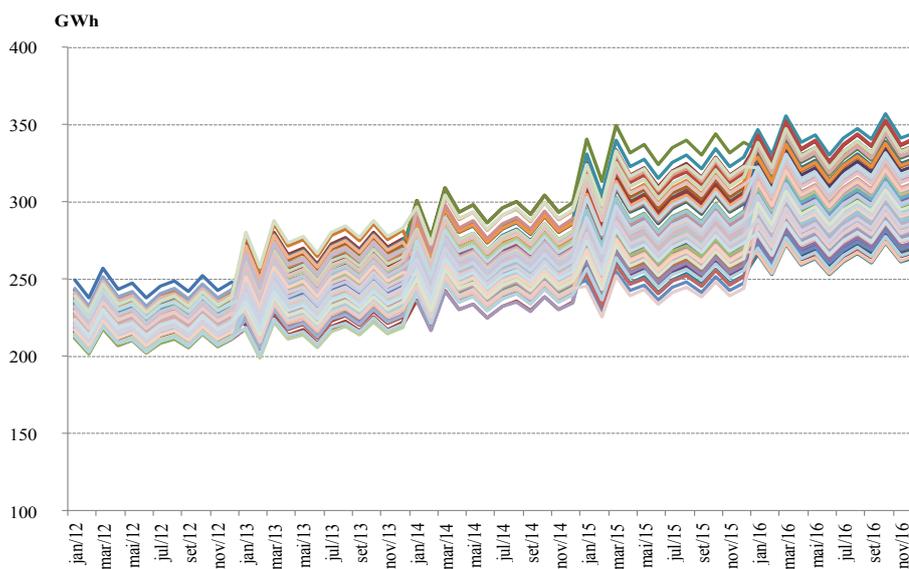


Figura 8.3 – 100 cenários simulados com discretização mensal

A energia simulada nos cenários anteriores foi proporcionalmente dividida pelos 4 subsistemas brasileiros, sendo possível gerar 100 novas curvas de consumo/demanda de energia no sistema brasileiro, não mais considerando-o/a determinístico/a.

8.1.2 Geração dos cenários de demanda de energia

Como mencionado no item 7.1.2, a demanda de consumo de energia esperada para o Brasil nos próximos 5 anos está disponível no "deck de preços". Desta forma, definiu-se como cenário de demanda padrão, a demanda de energia prevista e divulgada no "deck de preços", onde nesta demanda as metas/políticas energéticas advindas do PNEf já estão contabilizadas. Em seguida, somou-se os valores de energia divulgados pelo PNEf ao cenário de demanda padrão e obteve-se o que foi denominado cenário 0. Neste cenário, pode-se dizer que nenhuma política de eficiência energética está considerada, visto que as metas e políticas do PNEf foram "retiradas".

A partir do cenário 0, sem políticas de eficiência energética, constituiu-se 100 novos cenários de demanda energia considerando as simulações de políticas de eficiência energética mostradas na curva da figura 8.3. Assim sendo, foram geradas incertezas sobre as políticas de eficiência energética publicadas no PNEf, e a demanda de energia pôde ser considerada estocástica. A figura 8.4 a seguir mostra a demanda do sistema brasileiro considerando o cenário 0 (curva azul) e a média dos 100 cenários de demanda com políticas de eficiência energética (curva vermelha).

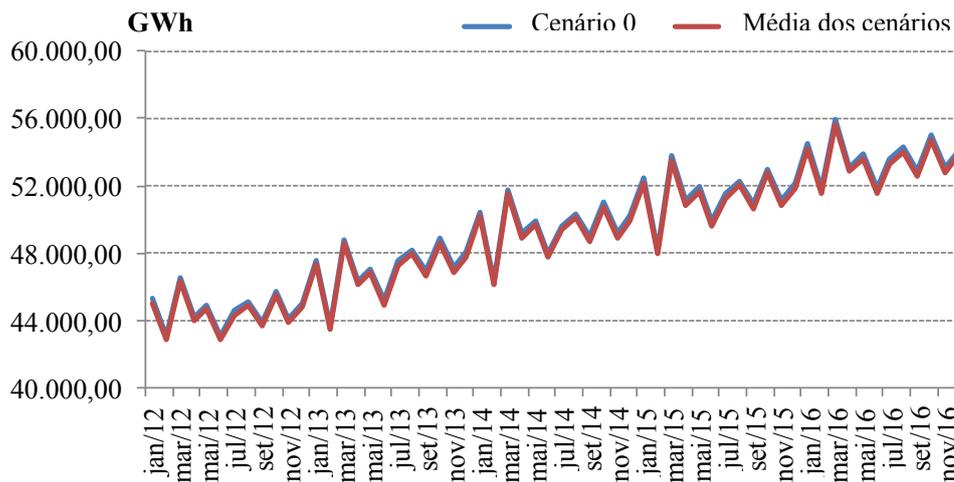


Figura 8.4 – 100 cenários simulados com discretização mensal

8.1.3 Cálculo dos custos de operação

Nesta fase do trabalho foi utilizada a ferramenta computacional MDDH para se obter as estimativas do custo marginal de operação que servirão como base para cálculo do investimento evitado em novas usinas adotando-se políticas de eficiência energética.

Foram feitas 101 rodadas deste *software* para se estimar o custo marginal de operação em cada cenário de demanda, incluindo o cenário 0. Os resultados desta simulação para cada um dos subsistemas brasileiros são mostrados nas quatro figuras a seguir. Estas figuras contêm a média do custo de operação dos 100 cenários, o cenário cuja média anual de custo de operação é máximo e o cenário em que a média do custo de operação é mínimo.

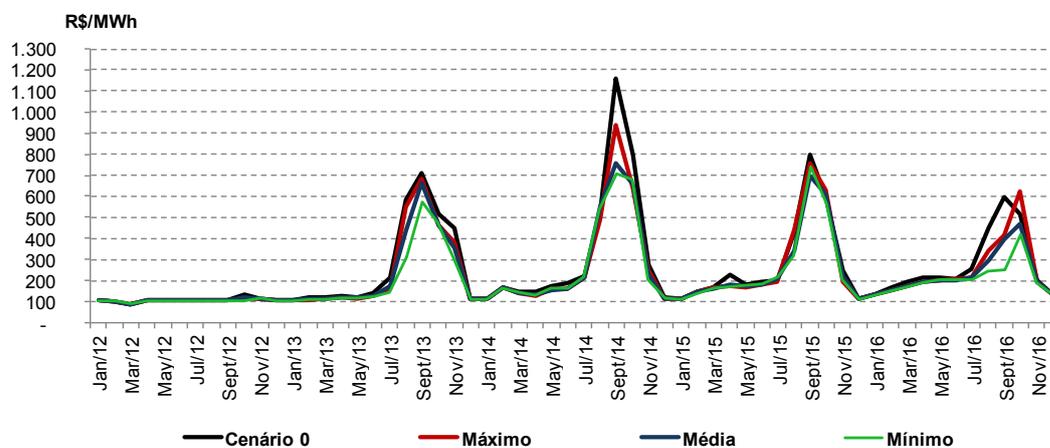


Figura 8.5 – Custo marginal de operação para o subsistema sudeste

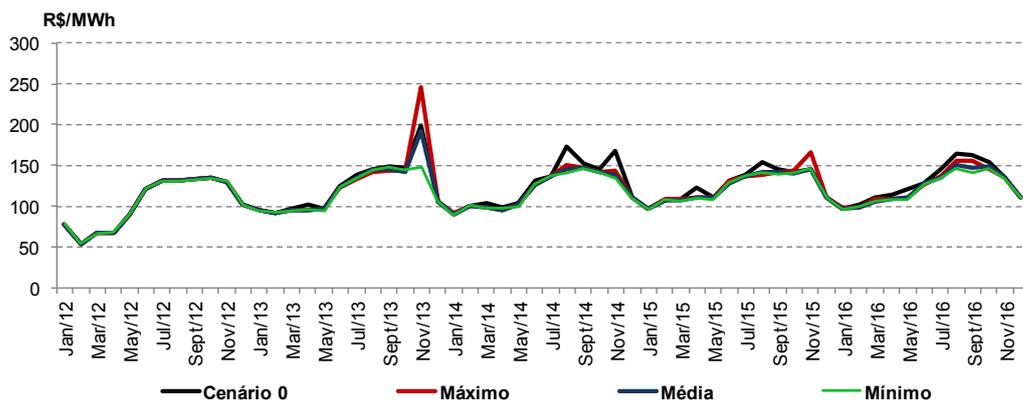


Figura 8.6 – Custo marginal de operação para o subsistema sul

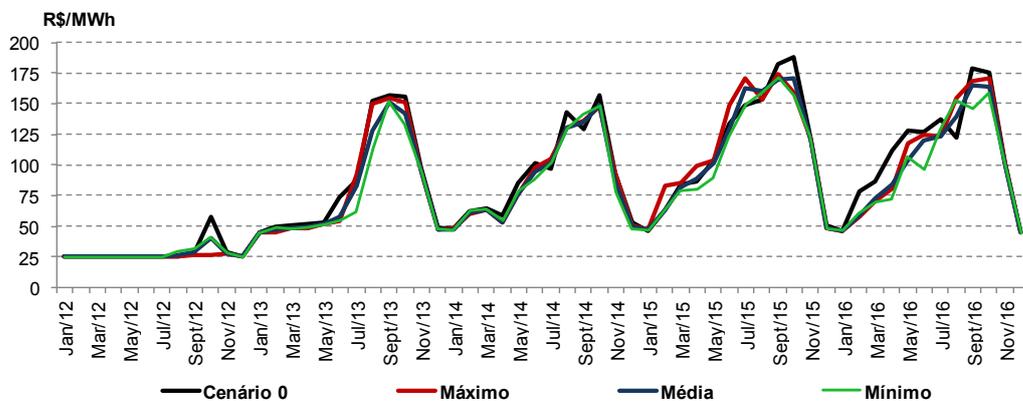


Figura 8.7 – Custo marginal de operação para o subsistema nordeste

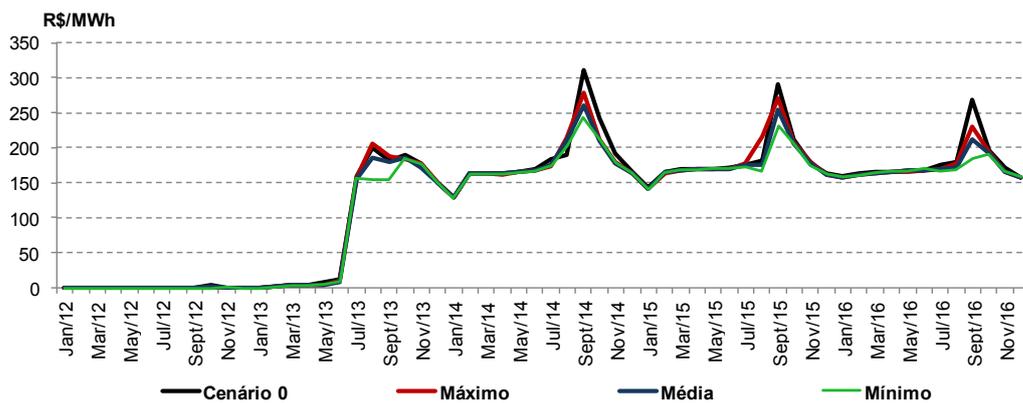


Figura 8.8 – Custo marginal de operação para o subsistema norte

Na figura 8.8, os valores zero ou próximos de zero ocorrem no subsistema norte de janeiro de 2012 a maio 2013, pois não há nenhuma usina térmica a ser despachada neste período. Duas usinas térmicas estão sendo construídas neste

subsistema, Geramar 1 e 2 Geramar, mas os preços não são muito competitivos em comparação com outras usinas térmicas.

Os gráficos anteriores mostraram que o custo de operação no cenário 0 (linha preta) é maior na maioria dos períodos, quando comparado com outros cenários, que têm inseridos as políticas de eficiência energética calculadas no item 8.1.1.

Poder-se-ia pensar que, quando a demanda é mais baixa para um determinado mês, o custo de operação deveria ser menor neste mês em todos os subsistemas. Todavia, isto às vezes não é verdade, pois há restrições de intercâmbio de energia entre os quatro subsistemas brasileiros, como mencionado no item 2.4.2 da presente tese, sendo também levado em consideração a diferença do preço da energia de usinas térmicas em cada subsistema.

Como mostrado na seção 7.1.3, o problema de otimização da operação do sistema brasileiro não é simples e são consideradas inúmeras restrições. Daí o fato da diferença entre o custo de operação no cenário 0 e do custo de operação dos cenários que consideram políticas de eficiência energética ser, por vezes, negativa.

Em seguida, foram traçadas as curvas comparando o custo de operação do cenário 0 e a média e o desvio padrão dos 100 cenários que possuem as políticas de eficiência energética. Estes resultados são mostrados nas quatro figuras a seguir. Pode-se verificar que, como esperado, na maioria das vezes as médias dos custos de operação considerando os cenários com eficiência energética são menores que o custo de operação do cenário zero. Além disso, os desvios padrões para estes cenários são bem baixos quando comparados com as médias dos cenários. Este é um ótimo resultado, pois se percebe que não há grande volatilidade em um determinado mês nos custos de operação para os cenários estudados.

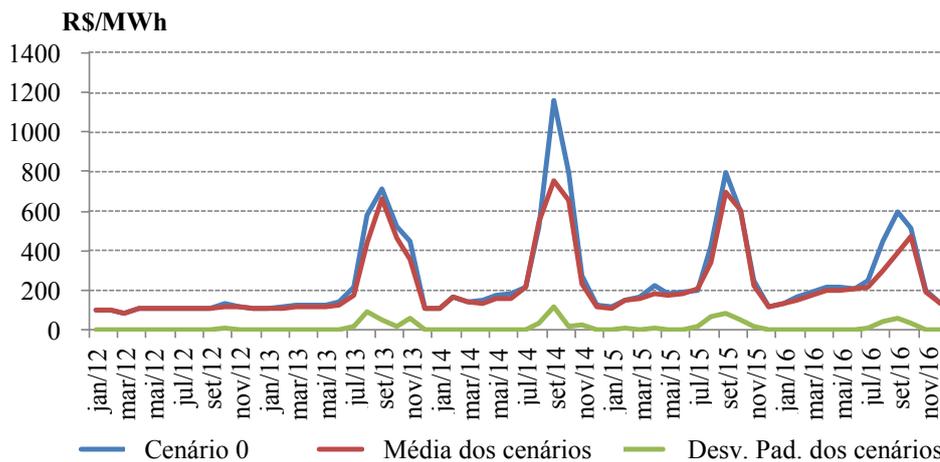


Figura 8.9 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema sudeste

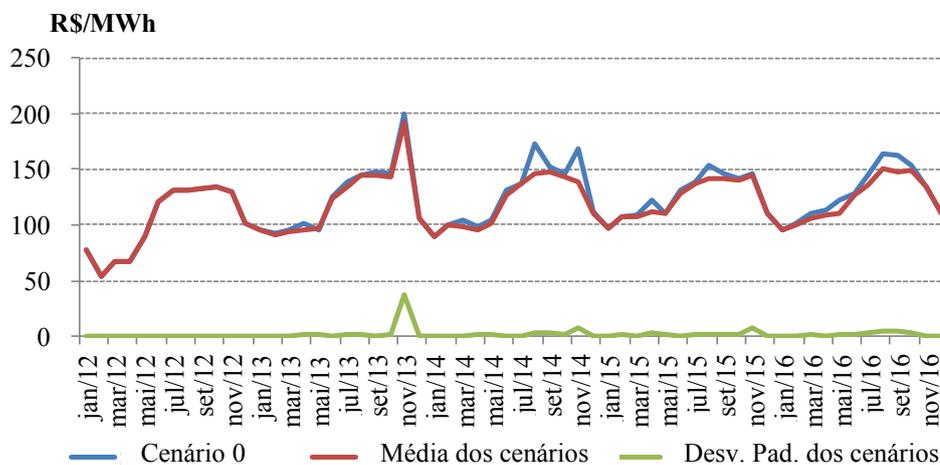


Figura 8.10 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema sul

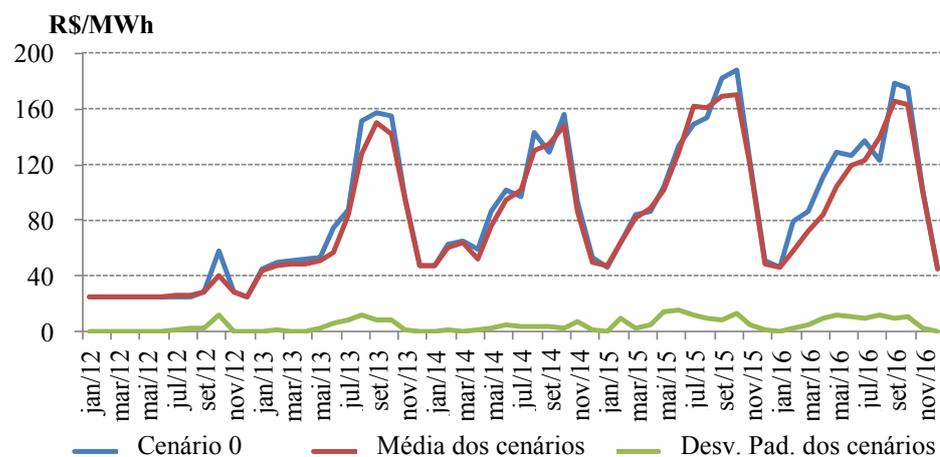


Figura 8.11 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema nordeste

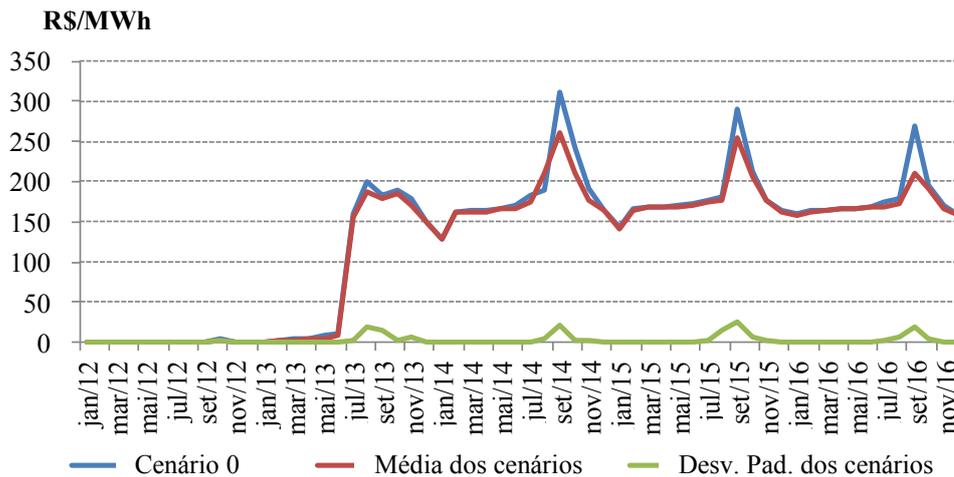


Figura 8.12 – Custo marginal do cenário 0 e da média dos cenários do subsistema norte

Após calcular os custos de operação de cada subsistema para cada cenário, incluindo cenário 0, partiu-se para o processo de estimativa do investimento evitado com políticas de eficiência energética.

8.1.4 Estimativa do investimento evitado

O primeiro passo para se calcular o investimento evitado é calcular diferença entre o custo de operação no cenário 0 e o custo de operação no cenário "s", com "s" variando de 1 a 100, conforme equação 7.2. Em seguida, deve-se calcular o valor médio dessa diferença para cada cenário para ver em qual subsistema há uma maior contribuição para o investimento evitado em eficiência energética. Estes resultados podem ser vistos nas quatro figuras a seguir, onde a curva vermelha representa o desvio padrão e a curva azul a média da diferença de custo de operação para cada cenário. Pode-se notar pelos gráficos que a variabilidade por cenário nos quatro subsistemas não é muito grande.

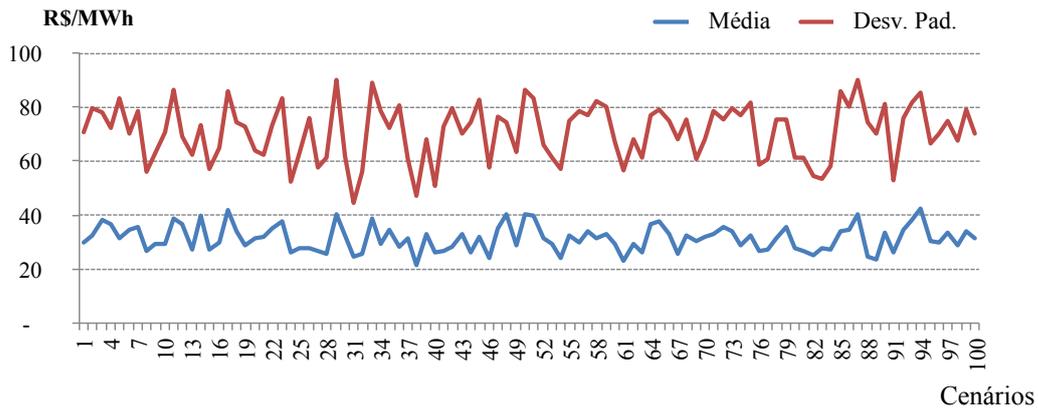


Figura 8.13 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema sudeste

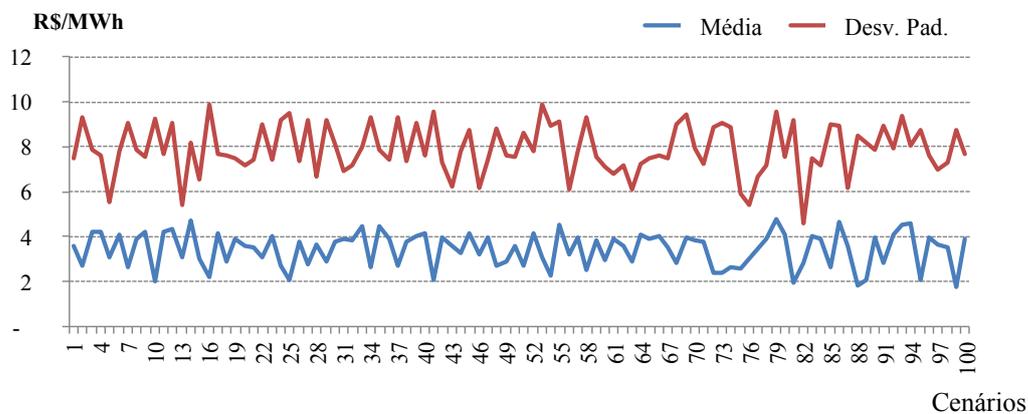


Figura 8.14 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema sul

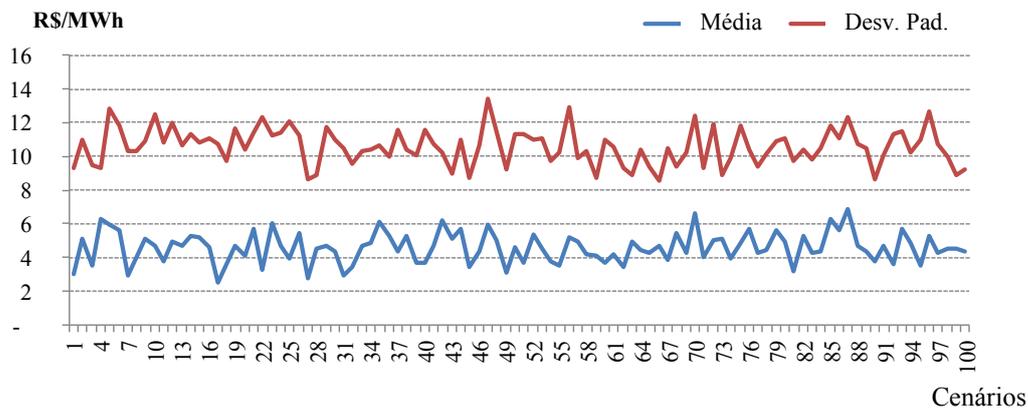


Figura 8.15 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema nordeste

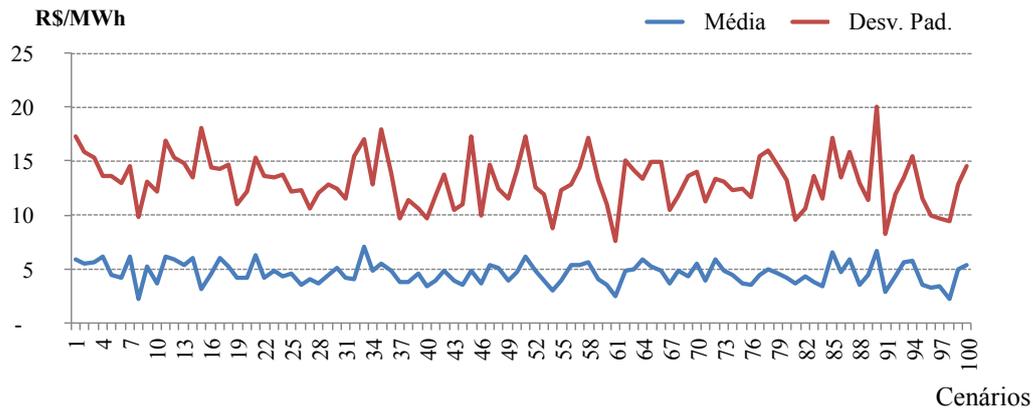


Figura 8.16 – Diferença do custo de operação por cenário para o subsistema norte

Como era de se esperar, o valor da diferença de custo de operação é muito maior no sudeste, quando comparada aos demais subsistemas. Este submercado tem maior demanda de energia e, conseqüentemente, a sua contribuição para a redução do consumo por políticas de eficiência energética é maior. Este resultado pode também ser justificado, pois as usinas térmicas no Brasil são despachadas por ordem de mérito. Assim, como a redução na demanda é muito maior no subsistema Sudeste, maior a diferença entre os custos de usinas despachadas considerando este critério neste subsistema. A figura 8.13 mostra que, enquanto o valor médio do custo de operação está entre R\$ 60 e R\$ 80 por MWh no subsistema sudeste, nos demais subsistemas este valor gira em torno de R\$ 6 a R\$ 15 por MWh (figuras 8.14, 8.15 e 8.16).

Após a obtenção dos resultados anteriores é possível calcular o investimento evitado devido à eficiência de energia, usando a equação 7.3. Duas taxas de desconto foram consideradas: 12%, taxa de desconto que consta no “Deck de Preços” e que é considerada no problema da otimização do despacho hidrotérmico; e 7,5% a taxa aplicada pelo BNDES em empreendimentos desta natureza. Assim, têm-se dois cenários da estimativa do investimento evitado com políticas de eficiência energética, um otimista com taxa de juros de 7,5% e outro conservador, cuja taxa de juros é de 12% ao ano.

A tabela 8.1 a seguir apresenta os resultados do investimento evitado devido às políticas de eficiência energética no Brasil para os próximos cinco anos nos cenários conservador e otimista. O investimento evitado é cerca de R\$ 237 milhões no cenário conservador e em torno de R\$ 268 milhões no cenário otimista.

Tabela 8.1 – Investimento evitado

	Cenário conservador (MMR\$)	Cenário otimista (MMR\$)
Média	236,84	268,26
Mínimo	165,38	185,86
Máximo	339,92	384,30

A fim de validar esta abordagem, foram pesquisados artigos relacionados a este tema nos mais diversos bancos de dados, mas não se conseguiu encontrar artigos que falassem da metodologia de investimento evitado com políticas de eficiência energética. Entretanto, Pina et al. (2012) desenvolveram uma metodologia para calcular o impacto das estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) através do *mix* de geração energia elétrica na ilha das Flores, no arquipélago dos Açores.

Grande parte da capacidade de geração instalada na ilha das Flores vem de fontes de geração de energia renovável (hídrica e eólica), como no Brasil. No entanto, os problemas são de diferentes magnitudes. A ilha de Flores tem uma capacidade instalada de 4,31 MW (PINA et al., 2012), enquanto o Brasil tem uma capacidade instalada de cerca de 114.951 MW (ONS, 2013). Além disso, o sistema elétrico brasileiro é muito mais complexo que o da ilha de Flores, tendo diversas variáveis de controle e restrições.

Com o objetivo de validar os resultados deste trabalho, a estimativa do investimento evitado na construção de novas usinas com a implementação de políticas de eficiência energética foram comparados ao investimento para a construção da UHE de Belo Monte, que irá fornecer cerca de 6,4% da demanda de energia (se iniciada sua operação na data prevista, em fevereiro 2015). Os investimentos nesta usina giram em torno de R\$ 26 bilhões, dos quais 80% são financiados pelo BNDES. Essa dívida será paga pelos empreendedores da usina ao longo de um período de 30 anos (ANDRADE & CANELLAS, 2013). Assim, o investimento anual para a construção desta usina seria de aproximadamente R\$ 867 milhões, objetivando fornecer em torno de 6,42% da demanda de energia brasileira.

Ao investir em políticas de eficiência energética, o governo teria economizado R\$ 47,37 milhões por ano ou R\$ 53,65 milhões por ano no cenário otimista. Além disso, o consumo de energia evitado com as políticas de eficiência energética gira em torno de 0,54% ao longo dos cinco anos do estudo. Na tabela 8.2 os dois casos são comparados. Esta análise mostra que é preferível investir em políticas de eficiência energética a construir uma usina de grande porte como Belo Monte.

Tabela 8.2 – Comparação entre o investimento com políticas de eficiência energética e a construção de Belo Monte

	Investimento em 1 ano (MMR\$)	Percentual da Demanda	Investimento para suprir 1% da demanda (MMR\$)
Cenário conservador	47,37	0,54%	87,96
Cenário otimista	53,65	0,54%	99,63
UHE de Belo Monte	866,67	6,42%	134,97

Como mencionado anteriormente, este estudo não levou em consideração os impactos ambientais e sociais causados pela construção de uma usina do porte de Belo Monte. Também não foi considerado no estudo, o investimento evitado em construção de novas linhas de transmissão.

8.1.5 Simulação do crescimento das políticas de eficiência energética

Nesta seção são estudados os impactos com o aumento do estabelecimento de políticas de eficiência energética no Brasil. Como a energia reduzida com as políticas de eficiência energética relatadas no PNEf representam cerca de 0,5% da demanda de energia brasileira, foram gerados cenários de custo de operação do sistema considerando um aumento de 0,5% destas políticas em relação ao cenário padrão (demanda de energia que consta no “Deck de preços”). Assim, foram feitas simulações no MDDH considerando uma redução da demanda variando de 0,5% a 6,5%, com um intervalo de 0,5%.

As curvas com a simulação dos custos de operação considerando a redução da demanda por conta do fomento de políticas de eficiência energética são mostradas nas figuras de 8.17 a 8.20. Estes quatro gráficos mostram que quanto mais rigorosas são as políticas de eficiência energética no Brasil, menores são os

custos de operação do sistema interligado nacional. Mas esta redução não é linear devido às restrições de intercâmbios de energia entre os quatro subsistemas brasileiros, como já mencionado.

Em resumo, se houver um aumento das medidas/políticas de eficiência energética no Brasil, os custos de operação e os custos totais com energia serão reduzidos e, ainda, haverá um consequente aumento dos custos evitados com investimentos em novas usinas e linhas de transmissão.

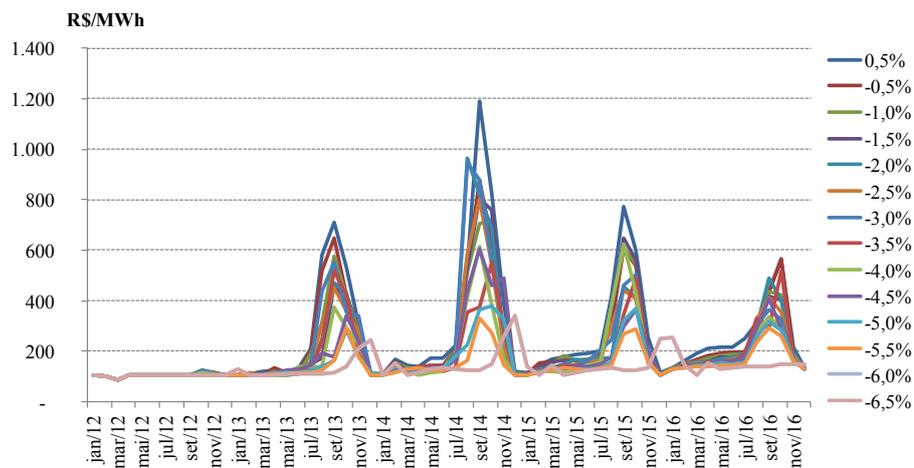


Figura 8.17 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no sudeste

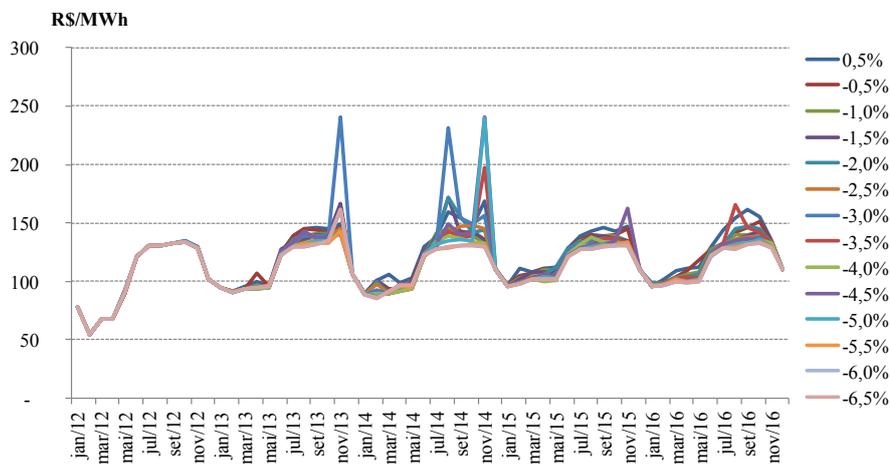


Figura 8.18 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no sul

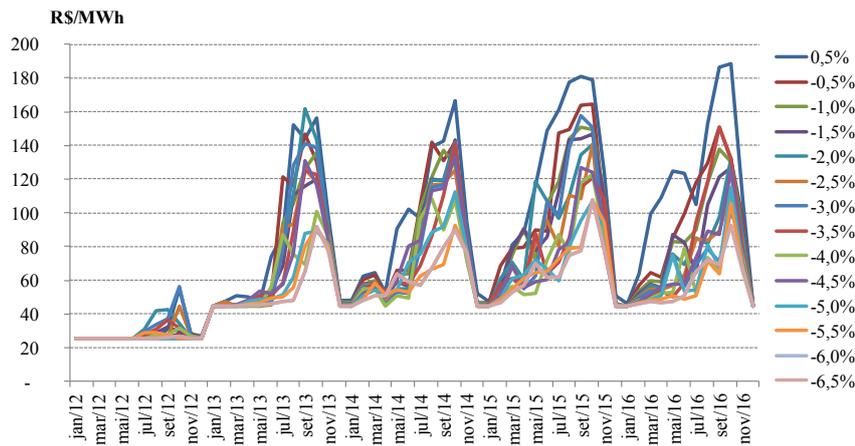


Figura 8.19 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no nordeste

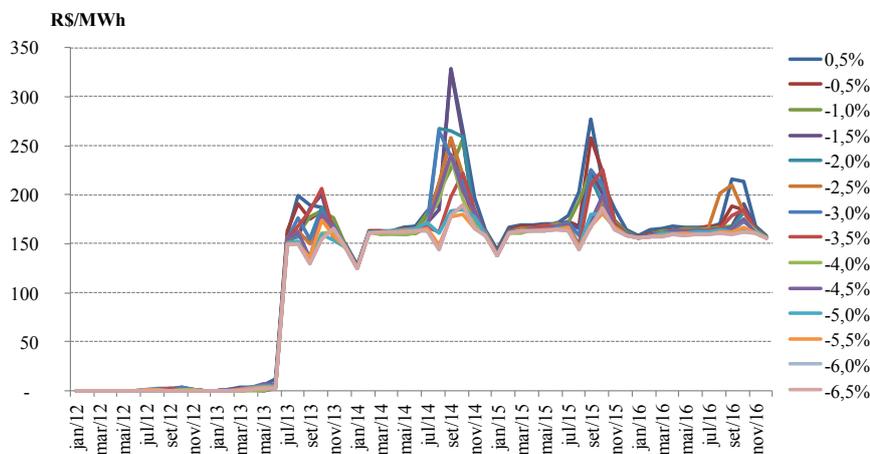


Figura 8.20 – Curvas do custo de operação para diferentes níveis de demanda no norte

8.2 Estimativa das emissões evitadas de gases de efeito estufa

Nesta seção serão calculadas as quantidades de dióxido de carbono (CO₂) que poderiam ser evitadas com políticas de eficiência energética advindas do PNEf no horizonte de estudo 2012 a 2016. Foram considerados dois cenários para tal estimativa, um determinístico (a previsão do próprio PNEf) e outro estocástico (a média de cenários considerando equação 8.1).

Os fatores de emissão de CO₂ considerados para esta estimativa são aqueles expostos na seção 4.8 (MCTI, 2013), sendo considerado o de margem combinada (CM), que é o valor médio do fator de emissão da margem de operação (OM) e o fator de emissão da margem de construção (BM). Por padrão, como já colocado, foram considerados os pesos de 0,5 para OM e de 0,5 para BM considerados no documento ACM0002, 2006 da UNFCCC.

Toda a metodologia de linha de base e para o cálculo das emissões evitadas com políticas de eficiência energética foram expostas no capítulo 7.2. A tabela 8.3 a seguir mostra os resultados usando os fatores de emissão da margem combinada e fatores de emissão da margem de operação em MtCO₂eq para os cenários determinístico e estocástico.

Tabela 8.3 – Estimativa das emissões evitadas de CO₂

	Margem de operação (MtCO ₂ eq)		Margem combinada (MtCO ₂ eq)	
	Determinístico	Estocástico	Determinístico	Estocástico
2012	977	993	605	615
2013	1.077	1.073	667	664
2014	1.183	1.146	732	709
2015	1.255	1.242	777	769
2016	1.355	1.316	838	814
Total	5.847	5.771	3.619	3.571

A tabela anterior mostra que as estimativas de emissões evitadas tanto no cenário determinístico, como no cenário estocástico, são muito próximas. Além disso, como era de se esperar, as estimativas levando em consideração os fatores de emissão da margem combinada são menores que aqueles considerando os fatores de emissão da margem de operação. Entretanto, as estimativas de emissão considerando o fator de emissão de margem combinada devem ser consideradas, uma vez que leva em consideração não apenas a emissão da operação do sistema, mas também a emissão da expansão do sistema elétrico nacional.

Se tomarmos a tabela 8.3 no cenário mais conservador (o fator de emissões da margem combinada considerado na abordagem estocástica), pode-se notar que pouco mais de 3.500 MtCO₂eq seriam evitados. Isto representa uma média de 700 MtCO₂eq evitado por ano. Considerando apenas o fator de emissões da margem de operação, haveria uma redução de cerca de 5800 MtCO₂eq de emissões na atmosfera no horizonte de 5 anos (2012-2016), representando uma média de cerca de 1.160 MtCO₂eq evitado por ano.

De acordo com o mais recente inventário de emissões de CO₂eq evitados publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, em novembro de 2009, as emissões no Brasil foram em torno de 1.575.000 MtCO₂eq em 2005,

com o setor de energia elétrica sendo responsável por cerca de 347 mil MtCO₂eq ou 22% do total de emissões nesse ano.

Considerando os dados disponíveis, é muito difícil estimar as emissões evitadas de dióxido de carbono equivalentes no horizonte do estudo. Todavia, a percentagem de emissões de CO₂eq evitadas com as políticas de eficiência energética, utilizando o fator de emissões de margem de operação, em relação às emissões do setor de energia elétrica está próximo do percentual de redução de energia com as políticas de eficiência energética advindas do PNEf em relação a demanda de energia no mercado brasileiro.

8.3

Estrutura do leilão de eficiência energética no Brasil

Esta seção é dividida em duas partes. Na primeira, são apresentados os resultados das entrevistas feitas com renomados especialistas em política energética e eficiência energética. Na segunda parte, é apresentado através de exemplos numéricos como seriam representados os ambientes de contratação e como se formaria o preço se houvesse a adoção pelo governo de um leilão de eficiência energética para a expansão.

8.3.1

Pesquisa estruturada sobre leilão de eficiência energética

A estrutura da pesquisa é baseada no livro “Making Markets” de AJIT KAMBIL e ERIC VAN HECK (Harvard Business School Press, pags 64 a 67), como já descrito no item 7.3.1, sendo as questões separadas em três partes referentes ao ponto de vista dos players deste mercado: compradores, vendedores e *market makers* (o governo). Foram entrevistados renomados especialistas em política energética e eficiência energética, sendo 7 brasileiros e 1 estrangeiro. A compilação desta pesquisa está descrita nos três tópicos a seguir e seguem o formato da pesquisa que se encontra nos anexos 1 e 2, versão português e inglês, respectivamente.

8.3.1.1 A ótica dos compradores

Na pesquisa realizada com os especialistas foi falado que o **primeiro fato a se pensar é a definição da mercadoria (produto) a ser vendida(o)**. Por não ser a energia advinda de projetos de eficiência energética um produto ainda implantado no mercado, a definição deste produto poderia ser feita através de audiências públicas propostas pela ANEEL ou EPE, por exemplo. O produto poderia ser não apenas energia, mas também demanda, sendo estes produtos citados pela maioria dos entrevistados.

Outra questão apontada é que deve haver um arranjo muito bem feito deste mecanismo e que **não se devem fazer cópias de modelos de outros países**, pois o mercado brasileiro é bem peculiar (separa a energia física despachada pelo ONS da parte comercial que hoje é liquidada pela CCEE). Desta forma, este produto deve ser definido face ao mercado específico brasileiro.

Uma vez definido este produto, o comprador estaria interessado em saber quais as vantagens que este obteria comprando este produto ao invés da energia advinda de fontes convencionais. Ainda, o comprador estaria preocupado em saber da garantia dos resultados de economia e redução de demanda na ponta proporcionada pelo projeto de eficiência energética a ser leiloadado, caso estes fossem os produtos. Desta forma, o comprador estaria interessado na credibilidade ou confiabilidade do projeto de eficiência energética e como esta eficiência seria comprovada, sendo este tema o mais acenado por todos os entrevistados.

Seria necessário, portanto, saber detalhadamente as ações e etapas do projeto; a metodologia e a memória de cálculo (linha de base) para estimar os resultados propostos e da vida útil do projeto; a relação custo benefício do projeto; e a metodologia de medição e verificação a ser utilizada após a implantação do projeto, que em muitos casos é baseada no Protocolo Internacional de Medição e Verificação de Performance (PIMVP); o tamanho do projeto; os prazos de contrato; as garantias financeiras necessárias para a participação no leilão; possível financiamento de instituição financeira, principalmente bancos de desenvolvimento.

Apenas um dos entrevistados respondeu que os projetos de eficiência não têm de seguir o modelo de *pool* que hoje é aplicado ao mercado de energia

brasileiro, mas este concorda que os vendedores devam ser pré-qualificados para garantir a eficácia do leilão.

Em quase todas as repostas percebeu-se a preocupação dos entrevistados que os vendedores sejam pré-qualificados para garantir a confiabilidade dos oferentes. Por outro lado, foi dito que é importante estimular a concorrência para baixar o preço de compra e evitar a colusão. Então, deve-se procurar uma solução de compromisso (*trade-off*) entre as duas situações. Assim, o melhor seria um *pool* pré-qualificado conforme uma metodologia de medição e verificação bem consolidada, pois contratos bilaterais para redução pelo lado da demanda são complicados de serem geridos e de comprovarem sua eficácia na redução de energia. É provável que o *pool* adicione custos ao projeto (ex., custos de transação), mas, apesar disto, um mecanismo deste tipo leva a um menor valor de R\$/MWh de energia economizada.

Para a pré-qualificação dos projetos, deveria haver algum órgão responsável (p. ex., empresas de auditoria). O ideal seria que os contratos fossem de balcão (uma bolsa, p.ex.), e este órgão poderia ficar responsável, por exemplo, em reunir diversos projetos menores do mesmo tipo que componham um montante de energia mínimo a ser comercializado.

É consenso dos entrevistados que **a dinâmica de preços do leilão poderia gerar ganhos financeiros para os compradores**, por vários aspectos: as incertezas associadas ao projeto de eficiência energética fazem com que o comprador queira pagar menos por esta energia, pois teria de ter um seguro, por haver o risco de não receber a energia comprada; a energia advinda de projetos de eficiência energética é considerada mais limpa e mais barata, pois não é produzida, assim, há menor impacto ambiental e social; um mecanismo para aquisição de energia elétrica pode trazer um aumento da competitividade, podendo resultar em valores menores de energia economizada e, incluso, reduzir a volatilidade do mercado *spot*; este mecanismo poderia também reduzir o custo marginal de operação de novas plantas de energia elétrica, uma vez que haveria um benefício, tanto para compradores e vendedores, ligado a competitividade que a dinâmica deste tipo de mecanismo traria ao mercado.

Muitos dos entrevistados citaram que **é necessário estabelecer uma metodologia de medição e verificação** para se saber quais seriam os projetos de eficiência energética que teriam a redução de energia comprovada. Seguindo esta

mesma linha de raciocínio, foi falado dos certificados de eficiência energética¹⁵, que procuram assegurar o valor da redução de energia aos vendedores.

Para avaliar um projeto de eficiência energética é preciso conhecer todos os detalhes, incluindo o escopo, as ações a serem executadas, o cronograma e principalmente as metodologias para estimativa dos benefícios. Um profissional qualificado ou uma empresa de auditoria acreditados poderiam emitir pareceres técnicos para embasar a decisão do comprador.

Segundo os especialistas pesquisados, **os principais riscos que os compradores estão expostos são das economias previstas não se efetivarem, o risco dessas economias não se perpetuarem durante toda a vida útil do projeto e também o risco da demanda aumentar durante a vida útil das medidas.** Assim o comprador se veria obrigado a comprar energia de outras fontes de energia mais caras, ou ficar exposto ao preço de curto prazo, cuja volatilidade é muito grande. Neste último caso, deve-se assegurar o emprego de uma metodologia de medição e verificação adequada para que se calcule a economia obtida.

Outros riscos que os compradores estariam preocupados seriam: falência do oferente; vendedor não conseguir mercado para aplicação das ações de eficiência energética ofertadas. Além disso, deve haver algum mecanismo que garanta que crises econômicas, alterações políticas, mudanças mercadológicas etc. não influenciem os projetos durante o tempo de suas vidas úteis.

Como projetos executados em indústrias, prédios públicos ou comerciais geralmente apresentam menores riscos do que projetos no setor residencial, pois são mais fáceis de controlar, deve-se lançar mão de dispositivos jurídicos para garantir os projetos durante as vidas úteis dos mesmos. Já projetos no setor residencial podem ser controlados por meio de acordos com os moradores que garantam descontos na fatura de energia elétrica, por exemplo, que podem ou não estarem dispostos a seguir as recomendações.

¹⁵ O certificado de eficiência energética é um documento informativo que quantifica o desempenho energético de um edifício, apartamento ou moradia.

8.3.1.2 A ótica dos vendedores

Primeiramente, **os vendedores estariam preocupados se haverá mesmo um mercado**, ou seja, se há compradores interessados na energia advinda de projetos pelo lado da demanda e a que preço estes compradores comprariam esta energia. Resumindo, para os vendedores é importante saber primeiramente o interesse e o nível de confiança do mercado em adquirir energia advinda de usinas virtuais. As condições econômicas, políticas e regulatórias que possam impactar a efetividade do projeto durante sua vida útil devem também ser observadas.

Num segundo plano, os vendedores estariam preocupados em saber quem são os possíveis compradores e suas ofertas; quantidade da energia a ser comprada; critérios do leilão (no caso de qualidade e preço); sistemática do leilão; tipo de mercadoria a ser vendida (energia, demanda, separação por uso final, etc.); mercado de aplicação das ações de eficiência energética; margem de preços a ser ofertada; o prazo do contrato; as garantias financeiras necessárias para a participação no leilão.

Os vendedores poderiam também estar interessados na imagem e responsabilidade socioambiental que um leilão deste tipo pode apresentar. Mesmo que a energia deste leilão fosse um pouco mais cara, alguns *players* poderiam se interessar em comprá-la pelas questões citadas anteriormente.

Para a maioria dos entrevistados, **a dinâmica de preços do leilão poderia gerar ganhos financeiros também para os vendedores**, mas dois pontos foram levantados. Talvez a energia vendida neste leilão tenha um preço que não consiga pagar os custos do projeto de eficiência energética, pois o custo de transação do leilão, se for muito alto, pode inviabilizar o projeto em si. Desta forma, os vendedores devem prever um preço mínimo a que estariam dispostos a vender, já incorporando os custos de transação, e um ágio sobre esse valor pode ser considerado como ganho financeiro. Vale colocar também que para ser competitiva, esta energia deveria ter seu preço abaixo do custo marginal da expansão.

Outro ponto levantado foi que, competindo pelo melhor lance nos leilões, os vendedores poderiam obter ganhos financeiros se o valor final do leilão for superior ao valor necessário para a execução do projeto estimado pelos estudos

prévios dos projetos e diagnósticos energéticos. Todavia, estes ganhos poderiam ser muito maiores na medida que uma dinâmica mal feita poderia fazer uma oferta mais alta ser vencedora. Assim, o mecanismo deve ser bem feito, para que seja encontrado um preço justo, que equilibre oferta e demanda.

A maioria dos pesquisados acha que **o estabelecimento de um bom contrato é suficiente para garantir a remuneração da energia vendida no leilão**. Entretanto, foi novamente levantada a questão da M&V, pois é a etapa do projeto que pode garantir a credibilidade e continuidade de leilões de eficiência, podendo, inclusive, favorecer a consolidação do mercado de ESCO no país.

Quanto aos riscos, em primeiro lugar, de acordo com grande parte dos especialistas, **os vendedores devem assegurar que o montante de energia e/ou demanda negociado será, de fato, reduzido/economizado**. Como os vendedores vendem no leilão o seu potencial de redução, obtendo com isso uma receita antecipada, eles devem assegurar que o projeto será bem executado para que se alcance a redução de energia e/ou demanda esperada. Um mecanismo que pode mitigar os riscos, reduzindo a assimetria de informação, e encorajar o mercado pode ser a simplificação do processo de M&V.

O vendedor deve estar também preocupado na penalização que estaria sujeito, caso o projeto não "performe". Deve existir, portanto, um mecanismo de acompanhamento da medição para que os riscos para os *players* sejam reduzidos, havendo um acompanhamento da performance do projeto para atendimento do contrato, mesmo em caso de crise energética (acionamento). De repente, o vendedor teria de ter um seguro interno por conta destes problemas levantados, que poderiam, por exemplo, inviabilizar o projeto de eficiência energética, havendo, portanto, um *trade-off* entre custos de transação e credibilidade das medidas do leilão.

Adicionalmente, existe ainda o risco quanto ao processo formador do preço dessa energia reduzida, que ainda precisa ser definido, necessitando de estudos mais aprofundados, para que não onere o vendedor. O mesmo acontece com os contratos (de longo prazo) que celebrariam os vendedores e os compradores, pois estes precisam incluir cláusulas de garantias para as partes.

Como as ESCOs são quem, possivelmente, ficariam responsáveis por vender o potencial de redução de seus clientes vendedores (i.e., clientes cativos

e/ou livres), será necessário definir responsabilidades para os diversos agentes no leilão, de forma a minimizar os riscos a que os vendedores estão expostos.

Há o risco de colusão no leilão, especialmente no início, quando persistirem dúvidas sobre as regras, sobretudo, se a participação se concentrar em um número limitado de grandes companhias, uma vez que há um grande risco de barreiras à entrada, na medida em que o mercado de ESCO não é uniforme, o que pode desfavorecer as pequenas ESCOs.

8.3.1.3 A ótica do *market maker* – o governo

Diversos mecanismos de formação de preços foram citados pelos entrevistados, inclusive alguns de venda direta da energia de projetos de eficiência, além de certificados brancos e o leilão propriamente dito. Muitas vezes, foi mencionada a importância de que tais mecanismos sejam simples, com vistas a atrair o máximo de agentes e se evitar colusão.

Alguns modelos e mecanismos, tais como os certificados de eficiência energética, ou *white certificates*, por exemplo, têm sido propostos para estimular que o próprio mercado busque soluções economicamente atraentes para redução de consumo de energia. Estes certificados são, em geral, emitidos por uma entidade independente que garante os resultados e impõe obrigações de eficiência energética.

No Brasil, seria possível a venda da energia economizada, inclusive, diretamente aos compradores, por um preço fixo (sem o uso de leilões). Neste caso, essa negociação poderia ser feita fixando-se um preço para o MWh economizado ou através de livre negociação. O risco do comprador neste caso pode ser considerável, dependendo da forma como são estipuladas as garantias dos resultados.

Considerando apenas a modalidade dos leilões, a energia reduzida poderia competir, também, com outras fontes de geração de energia através dos mecanismos já existentes dos leilões de energia da expansão. Neste caso, deveria ser fixado pelo agente regulador os montantes de economia mensais/anuais a serem reduzidos através de metodologia específica, assim como ocorre, por

exemplo, com as térmicas que precisam estimar seus despachos ao longo do período de contratação (garantia física).

Para o caso de leilões de eficiência energética específicos, o mecanismo de preço poderia levar em consideração os lances das ESCOs diretamente às distribuidoras, por exemplo. A compra dessa energia e/ou demanda reduzida poderia ser feita na forma de *pool* de distribuidoras, ou mesmo separadamente. A competição, neste caso, poderia não considerar o tipo e qualidade do projeto, ou ainda a região.

Alguns especialistas acham que deve haver uma redução significativa nos valores de CUSD (Contratos de Uso de Distribuição) e CUST (Contratos de Uso de Transmissão), outros acham ainda que nenhuma tarifa de uso deva ser cobrada à energia advinda de leilões de eficiência energética, pois os projetos pelo lado da demanda não usam a capacidade das linhas de transmissão e distribuição.

A CCEE é hoje quem faz a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos ambientes ACR e ACL, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. É ela também quem promove os leilões de compra e venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL para expansão do sistema. Desta forma, a maioria dos entrevistados colocaram que **a CCEE deve ficar a cargo dos mecanismos de liquidação e pagamento do leilão de eficiência energética**. Considerando a experiência da CCEE ao longo dos anos, ela poderia também ter o papel de definir os mecanismos dos leilões de eficiência energética e realizar todos os procedimentos de pagamento e liquidação da energia vendida nos leilões.

Neste caso, entretanto, os vendedores e os compradores teriam que ser agentes da CCEE, arcando com tudo o que isso implica. As distribuidoras, os geradores e os consumidores livres já são membros obrigatórios da CCEE, além dos comercializadores. As ESCOs deveriam, então, se tornar agentes da CCEE ou delegar essa intermediação para uma comercializadora. Isso deve adicionar problemas na operacionalização do processo. Além de aumentar os custos de transação do processo de leilão.

A grande maioria dos entrevistados citou a ANEEL como órgão que deve ficar responsável pela regulação do leilão. Ainda, a prospecção poderia ficar a cargo da EPE e o leilão propriamente dito de responsabilidade da CCEE.

Foi proposta também a criação de um novo órgão, que seria uma terceira parte para se mediar o projeto, a exemplo do mercado de Quioto, uma "entidade operacional designada" ficaria a cargo da validação e qualificação dos projetos fazendo inspeções regulares.

Segundo grande parte dos especialistas, **a confiança do leilão de eficiência energética será obtida à medida que bons resultados sejam produzidos**. Assim, sugere-se um projeto piloto onde o mercado de ESCOs seja mais maduro, para que eventuais problemas sejam solucionados e uma formatação definitiva para um leilão mais abrangente possa ser concebida. A eficácia dependerá da qualidade das propostas, da concorrência entre os oferentes, da sistemática do leilão, de um bom processo de M&V. É necessário um processo de divulgação para convencimento de compradores, vendedores e hospedeiros das ações de eficiência energética.

Baseado na experiência com os leilões de energia, os leilões de eficiência devem prever mecanismos que garantam a eficácia e eficiência através da competição dos participantes durante a realização do mesmo. Inicialmente é importante comprovar que houve redução de energia e/ou demanda. Isso pode ser feito com a aplicação de metodologias de Medição & Verificação em todos os projetos de eficiência energética que vierem a participar do leilão.

A semelhança com o mercado de carbono no âmbito do mercado de Quioto é muito grande. Desta forma, como no caso de Quioto, na hora de se traçar a linha de base relativa ao projeto de M&V, deve-se ser conservador, garantindo assim a entrega do produto, mesmo que algo possa dar errado. A linha de base, portanto, deve ser subestimada, sendo comercializada menos energia que o projeto realmente reduziu.

Algumas formas de arbitragem foram citadas pelos especialistas entrevistados. Além disso, foi colocado que **a forma do leilão é fundamental, assim como a transparência do processo**. Mecanismos que permitam também a participação combinada de pequenos projetos e ESCOS de menor porte também seriam importantes.

A colusão, assim como a dominação do mecanismo por um grupo restrito de oferentes deve ser evitada, pois assim se impede barreiras à entrada e garante uma maior concorrência no processo do leilão.

Não haveria, portanto, colusão se os agentes tiverem interesse em ter um mercado bem consolidado. Poderia se ter uma entidade para fazer as fiscalizações periódicas, de forma a dar credibilidade ao mercado. No mercado de Quioto, são feitas auditorias periódicas por amostragem nos projetos pela ONU e caso os projetos certificados por uma entidade operacional designada (*Bureau Veritas*, por exemplo) não esteja nos conformes, esta entidade é notificada em primeira instância e caso um segundo problema venha ocorrer, esta entidade desligada do mercado. Esta medida traz credibilidade ao mercado, pois estas grandes empresas não vão querer que seus nomes estejam envolvidos em problemas de fraudes.

Resumidamente, podem ocorrer acordos entre os licitantes que visem burlar a concorrência nos leilões de eficiência. Para se tentar evitar isso, devem-se criar tipos específicos de leilões (não adotar os padrões existentes), esclarecer as partes envolvidas de todo o processo licitatório e adotar medidas de segurança no próprio mecanismo do leilão buscando evitar acordos entre os licitantes durante o processo. Novamente aqui, as experiências com os leilões de energia podem ser úteis.

É quase unânime que, em um primeiro momento, o leilão em seu estabelecimento deveria ser exclusivo de produtos pelo lado da demanda, mas em fases posteriores, quando este mecanismo tivesse mais maduro, talvez as diversas fontes de energia possam ser vendidas em um mesmo leilão.

A maioria dos entrevistados acha que o mecanismo de leilão da expansão poderia ser adaptado para o leilão de eficiência energética, por ser um caso de sucesso, mas havendo a necessidade, como já mencionado anteriormente, da certificação e apoio a projetos e ações de M&V.

Considerando que até mesmo a dinâmica dos leilões de energia não é fixa, podendo variar de acordo com o tipo de leilão (se energia nova ou existente, se fonte convencional ou renovável etc), poder-se-ia adotar também uma dinâmica específica para os leilões de eficiência, sem, no entanto, descartar os modelos presentes hoje nos leilões de venda de energia no Brasil.

Quanto aos *players* que poderiam fazer parte do leilão, vários foram citados. Os compradores poderiam ser *pool* de distribuidoras, consumidores livres, empresas menores (como, empresas agrícolas e empresas de serviços) e inclusive agentes geradores foram citados como potenciais compradores. Já os vendedores deveriam ser as ESCOs, para grande maioria dos entrevistados.

Grandes plantas industriais, e comercializadores também foram citados como possíveis vendedores de energia no leilão.

Poder-se-ia pensar mais adiante em consumidores residenciais, que poderiam fazer projetos e este ter sua tarifa reduzida pela concessionária de energia elétrica. Foi também colocado que, inicialmente o leilão não deveria envolver o setor comercial, mas talvez, grandes hotéis e *shopping centers* poderiam participar deste mecanismo.

Deve-se ter atenção a algumas barreiras, pois os projetos de eficiência energética têm grande dificuldade de entrar nas indústrias, por não ser este o *core business* destas e por algumas delas terem segredos industriais. Assim, acaba ficando para as pequenas e médias empresas a responsabilidade de serem os maiores geradores de energia pelo lado da demanda através de projetos de EE.

Uma questão que apareceu durante a pesquisa é, onde deveria ser o leilão fisicamente. O sistema na Amazônia, por exemplo, tem gargalos (ligados a transmissão e distribuição). Desta forma, o leilão poderia acompanhar o crescimento da demanda, ou seja, este poderia ser implementado onde se tem maior crescimento da demanda, garantindo que a quantidade física da energia seja entregue. Desta forma, devem-se levar em consideração restrições físicas, a que este mecanismo pode estar sujeito e não somente restrições de ordem econômica. Assim, poderia se definir o leilão, por exemplo, por região geoeletrica.

8.3.2 Dinâmica do leilão de eficiência energética

Neste item é elucidado através de exemplos numéricos como seriam representados os ambientes de contratação e como se formaria o preço do leilão de eficiência energética para a expansão e no ambiente de contratação livre. Primeiramente, será explicado como seria o balanço energético, nos ambientes de contratação real e virtual e como seriam os arranjos contratuais. Em seguida, é feita uma discussão sobre a formação do preço e que valores seriam aceitáveis no mercado, tanto para compradores, quanto para vendedores de energia advinda de projetos de eficiência energética (usinas virtuais).

Tome-se como exemplo o seguinte mercado de energia constante na tabela 8.4, composto por três consumidores livres e duas distribuidoras de energia,

consumindo um total de 2.000 MWmed no ano t . Este mercado, por simplificação, possui 6 usinas geradoras, como pode ser visto na tabela 8.5, com garantia física total igual ao mercado consumidor, 2.000 MWmed. Sabe-se que um mercado deste tipo não seria confiável eletricamente, uma vez que se houvesse qualquer problema de geração em uma das unidades geradoras, parte da carga teria seu suprimento comprometido. Todavia, para tornar o exemplo mais didático, será considerado que nenhum problema de ordem elétrica poderia ocorrer e ainda, a carga se comportaria de forma *flat*, mesmo instantaneamente, o que também é uma hipótese que foge à realidade.

Tabela 8.4 – Mercado total no ano t

Demanda	Consumo (MWmed)
Consumidor livre 1	100
Consumidor livre 2	200
Consumidor livre 3	300
Distribuidora 1	800
Distribuidora 2	600
Mercado total	2.000

Tabela 8.5 – Geração total no ano t

Suprimento	Energia gerada (MWmed)	Garantia física (MWmed)
Gerador 1	100	100
Gerador 2	200	200
Gerador 3	300	300
Gerador 4	400	400
Gerador 5	500	500
Gerador 6	500	500
Suprimento total	2.000	2.000

Se for considerada que toda energia demandada será suprida por todos os agentes geradores que gerariam a sua própria garantia física (energia gerada = garantia física), então o balanço energético é zero (mercado total = suprimento total). Neste caso, não haveria diferença entre o ambiente físico e o ambiente contratual. Assim, um exemplo de arranjo contratual poderia ser o mostrado na tabela 8.6:

Tabela 8.6 – Arranjo contratual no ano t

	Geração (MWmed)						Mercado total
	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Ger 5	Ger 6	
Consumidor livre 1					100		100
Consumidor livre 2		200					200
Consumidor livre 3			300				300
Distribuidora 1	100			300	400		800
Distribuidora 2				100		500	600
Geração total	100	200	300	400	500	500	

Considere a expansão em $t+1$, onde esta seja feita por novas usinas convencionais que concorram em leilões de energia nova (A-3 e A-5, por exemplo) para suprir a demanda de energia crescente que será considerada de 5%. Assim, o novo mercado em $t+1$ será:

Tabela 8.7 – Mercado total no ano $t+1$

Demanda	Consumo (MWmed)	Crescimento (%)
Consumidor livre 1	120	20%
Consumidor livre 2	200	0%
Consumidor livre 3	330	10%
Distribuidora 1	820	2%
Distribuidora 2	630	5%
Mercado total	2.100	5%

Considerou-se, como pode ser notado na tabela 8.7, crescimentos diferenciados para os consumidores livres e as distribuidoras, totalizando 100 MWmed de crescimento do mercado total (5%). O suprimento desta energia nova seria em primeira instância, feito por novas usinas que participariam de um leilão de expansão (A-3 ou A-5). Neste caso, não se cogitaria a existência de um leilão de eficiência energética. As novas usinas que seriam agregadas ao sistema seriam as usinas geradoras 7 e 8 (tarja cinza), gerando 40 e 60 MWmed cada uma, totalizando os 100 MWmed da expansão, como mostra a tabela 8.8 a seguir:

Tabela 8.8 – Geração total no ano $t+1$

Suprimento	Energia gerada (MWmed)	Garantia física (MWmed)
Gerador 1	100	100
Gerador 2	200	200
Gerador 3	300	300
Gerador 4	400	400
Gerador 5	500	500
Gerador 6	500	500
Gerador 7	40	40
Gerador 8	60	60
Suprimento total	2.100	2.100

O arranjo dos contratos no ano $t+1$, poderia seguir, após a realização do leilão de expansão, a configuração da tabela 8.9, onde os montantes de energia comercializados na expansão estão em cinza.

Tabela 8.9 – Arranjo contratual no ano $t+1$

	Geração (MWmed)								Mercado total
	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Ger 5	Ger 6	Ger 7	Ger 8	
Consumidor livre 1					100		20		120
Consumidor livre 2		200							200
Consumidor livre 3			300					30	330
Distribuidora 1	100			300	400		20		820
Distribuidora 2				100		500		30	630
Geração total	100	200	300	400	500	500	40	60	

No caso da existência de um leilão de eficiência energética, deve-se pensar em dois ambientes, um físico e outro real. No ambiente físico, a energia é entregue fisicamente por geradoras, formando o lastro de energia do mecanismo. No ambiente virtual ou contratual, inclusive, um consumidor poderia gerar energia virtual.

Tome-se o caso em que um dos clientes livres, o consumidor 2, faça um projeto de eficiência energética em suas instalações e com isso consiga através da construção de uma linha de base e de boas práticas de M&V comprovar uma redução de consumo da ordem de 20%, ou 40 MWmed, em $t+1$. Assim, a expansão do mercado total que seria de 100 MWmed passaria a ser de apenas 60

MWmed, tendo-se, portanto um mercado total com a seguinte configuração (tabela 8.10).

Tabela 8.10 – Mercado total real com EE no ano $t+1$

Demanda	Consumo (MWmed)	Crescimento (%)
Consumidor livre 1	120	20%
Consumidor livre 2	160	-20%
Consumidor livre 3	330	10%
Distribuidora 1	820	2%
Distribuidora 2	630	5%
Mercado total	2.060	3%

Pode-se notar que no cenário de eficiência energética a expansão passou de 5% para apenas 3%, no ambiente físico ou real. Desta forma, o consumidor livre 2 poderia vender os 40MWmed reduzidos no mercado, como uma usina virtual, em um leilão de expansão, caso ocorresse o leilão de eficiência energética. Assim, se evitaria a construção, por exemplo, da usina geradora 7, que tem exatamente a potência gerada que o consumidor livre 2, que deixou de consumir por ter adotado medidas de eficiência energética em sua planta. Portanto, a configuração de geração não mais seria a da tabela 8.8 no ambiente real, mas a geração que é mostrada na tabela 8.11, a seguir, quando não mais seria necessária a construção da usina geradora 7 para suprir a expansão do sistema. O investimento evitado seria, portanto, o valor do investimento na construção da usina 7.

Tabela 8.11 – Geração total real com EE no ano $t+1$

Suprimento	Energia gerada (MWmed)	Garantia física (MWmed)
Gerador 1	100	100
Gerador 2	200	200
Gerador 3	300	300
Gerador 4	400	400
Gerador 5	500	500
Gerador 6	500	500
Gerador 8	60	60
Suprimento total	2.060	2.060

No caso da geração real, os suprimentos seriam os mostrados na tabela 8.12, a seguir, onde a energia que o consumidor livre deixou de consumir do gerador 2 (40 MWmed), seria rateada entre o consumidor livre 1 (20 MWmed) e a distribuidora 1 (20 MWmed).

Tabela 8.12 – Suprimento de energia no ambiente real ano $t+1$

	Geração (MWmed)								Mercado total
	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Ger 5	Ger 6	Ger 8		
Consumidor livre 1		20			100				120
Consumidor livre 2		160							160
Consumidor livre 3			300				30		330
Distribuidora 1	100	20		300	400				820
Distribuidora 2				100		500	30		630
Geração total	100	200	300	400	500	500	60		

No ambiente virtual ou dos contratos, o arranjo é um pouco diferente. O consumidor livre 2, apesar de ter reduzido seu consumo em 40 MWmed e passar a consumir apenas 160 MWmed, continua com um contrato de 200MWmed com o gerador 2 para lastrear os contrato que ele virá a fazer no leilão de eficiência energética ou no ambiente livre. A tabela 8.13 mostra a demanda do mercado no ambiente virtual.

Tabela 8.13 – Mercado total virtual com EE no ano $t+1$

Demanda	Consumo (MWmed)	Crescimento (%)
Consumidor livre 1	120	20%
Consumidor livre 2	200	0%
Consumidor livre 3	330	10%
Distribuidora 1	820	2%
Distribuidora 2	630	5%
Mercado total	2.100	5%

Quanto à geração virtual, o consumidor livre 2 passa a ser não somente um agente consumidor, como visto na tabela 8.13 anterior, mas passa também a ser um agente gerador de energia virtual, como pode ser visto na tabela 8.14.

Tabela 8.14 – Geração total virtual com EE no ano $t+1$

Suprimento	Energia gerada (MWmed)	Garantia física (MWmed)
Gerador 1	100	100
Gerador 2	200	200
Gerador 3	300	300
Gerador 4	400	400
Gerador 5	500	500
Gerador 6	500	500
Consumidor livre 2	40	40
Gerador 8	60	60
Suprimento total	2.100	2.100

No caso, o consumidor livre 2 (CL 2) fará um contrato via leilão de eficiência energética com a distribuidora 1 (20 MWmed) e um contrato no ambiente livre com o consumidor livre 1 (20 MWmed) de energia virtual. Todavia, este cliente necessitará de lastro para cumprir estes dois contratos, que será realizado pelo contrato com o gerador 2 que continuará sendo de 200 MWmed. Assim o consumidor livre 2 consumirá 160 MWmed do gerador 2 e irá repassar 20 MWmed para o cliente livre 1 e 20MWmed para a distribuidora 1. Este cliente, portanto, passa a ser também um gerador, mas de energia virtual. A tabela 8.15 mostra como seria o arranjo contratual no ambiente virtual. É importante notar, que no ambiente virtual a expansão continua sendo de 5 % da demanda como foi mostrado nas tabelas 8.13 e 8.14.

Tabela 8.15 – Arranjo contratual no ambiente virtual ano $t+1$

	Geração (MWmed)								Mercado total
	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Ger 5	Ger 6	CL 2	Ger 8	
Consumidor livre 1					100		20		120
Consumidor livre 2		200							200
Consumidor livre 3			300					30	330
Distribuidora 1	100			300	400		20		820
Distribuidora 2				100		500		30	630
Geração total	100	200	300	400	500	500	40	60	

Uma questão que surge é o preço que o consumidor livre venderá a energia no leilão e no mercado livre e quanto o consumidor livre 1 e a distribuidora 1 estariam dispostos a pagar por esta energia.

Quanto ao consumidor livre 2, que continuará com o contrato com o gerador 2, só valerá a pena para este vender a energia no mecanismo de leilão ou no mercado livre, se o valor auferido pela venda dos 40 MWmed for maior do que o valor contratado com o gerador 2. Assim, este consumidor livre teria um ganho com a venda de energia no leilão ou no mercado livre que seria o preço de venda subtraído pelo preço da energia comprada (gerador 2). Este seria o ganho máximo que o cliente livre 2 poderia conseguir, pois num mecanismo deste tipo há os custos de transação que devem ser tidos em conta.

Já para o consumidor livre 1 e para a distribuidora 1, só valerá a pena comprar a energia virtual do cliente livre 2, se esta energia tiver um preço menor que a energia de expansão, que seria o preço da energia da usina geradora 7 que teria sua construção postergada em caso de um leilão de eficiência energética e venda da energia virtual no mercado livre.

Assim, o preço da energia de equilíbrio seria maior que a energia vendida pelo gerador 2 e menor que o preço da energia vendida pelo gerador 7 (preço da energia de expansão). Lembrando, mais uma vez, que este preço deve embutir os custos de transação do mecanismo de leilão.

9 Conclusões

9.1 Considerações finais

O principal objetivo desta tese é estimar o custo evitado na construção de novas usinas através da adoção de políticas de eficiência energética que se encontram no Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEf). Foi desenvolvida uma metodologia baseada na otimização do custo de operação do complexo sistema hidrotérmico brasileiro. Esta abordagem mostra que é preferível investir em políticas de eficiência energética ao invés de construir uma usina do porte de Belo Monte, desconsiderando os impactos ambientais e sociais que uma usina deste porte pode causar. Resultados semelhantes foram obtidos por PINA et al. (2012), onde estes autores concluem que as estratégias de gestão pelo lado da demanda poderiam (1) levar a um atraso significativo no investimento em nova capacidade de geração e (2) melhorar a operação da capacidade instalada existente.

Mostrou-se neste trabalho que o aumento das medidas/políticas de eficiência energética no Brasil reduziria o custo de operação, e poderia adiar investimentos em novas usinas. Obviamente, alcançar um bom nível de redução de demanda por políticas de eficiência energética exige ampliação das políticas já estabelecidas no Brasil, como, por exemplo, o PBE (Programa Brasileiro de Etiquetagem), e aperfeiçoamento de outras políticas, como o PEE (Programa de Eficiência Energética das Distribuidoras de energia elétrica), que obriga estas empresas a investirem em programas de eficiência energética.

Deve-se destacar que se outras ideias já descritas no PNEf fossem implantadas no mercado brasileiro, mais energia poderia ser economizada. Como exemplo, o documento menciona o estudo da implementação no Brasil do leilão de eficiência energética. Além disso, outras modalidades de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) poderiam ser implementadas, uma vez que estes mecanismos dão oportunidade aos consumidores de receberem compensações por

fazerem modificações na sua carga no curto prazo. Por meio do reescalonamento das cargas ou acordos em reduções destas, os consumidores ajudam a manter um equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade e a garantir a qualidade e a segurança do abastecimento. Como resultado desta medida, a rede de eletricidade vai operar mais eficientemente (IEA, 2001).

Outras políticas já utilizadas em outros países poderiam ser aplicadas ao mercado brasileiro. Uma destas políticas é o certificado branco, já implementado em países como Grã-Bretanha, Itália e França. Este mecanismo de mercado poderia ser utilizado pelo governo para aumentar a energia economizada através de políticas de eficiência energética.

Considerando os dados disponíveis, é muito difícil estimar as emissões evitadas de dióxido de carbono equivalentes no horizonte do estudo. Todavia, a percentagem de emissões de CO₂eq evitadas pelas políticas de eficiência energética, utilizando o fator de emissões de margem de operação, em relação às emissões do setor de energia elétrica está próximo do percentual de redução de energia com as políticas de eficiência energética advindas do PNEf, quando comparada com a demanda de energia no mercado brasileiro. Assim, pode-se concluir que se tem uma grande redução das emissões de CO₂eq por meio de políticas de eficiência energética.

Outro objetivo desta tese foi estabelecer uma metodologia, as orientações e as linhas gerais para a implementação de um possível leilão de eficiência energética no Brasil. Para tanto, primeiramente, fez-se uma pesquisa com renomados especialistas no assunto antes da adoção do mecanismo em questão. As principais conclusões da pesquisa realizada com 8 renomados especialistas em política energética e em eficiência energética são descritas nos parágrafos que se seguem.

No caso da opção do governo brasileiro em adotar um modelo de expansão da oferta de energia com a construção de um modelo de leilão de eficiência energética, antes de qualquer coisa, deve-se primeiramente definir muito bem qual é o produto que vai ser comercializado e os *players* que participarão deste mercado.

Foi bastante citado que este produto seria a energia economizada com a implantação do projeto de eficiência energética. Todavia, pode-se pensar na venda

conjunta ou casada de outros produtos, como demanda e emissões evitadas, por exemplo.

No caso dos *players*, deve-se apontar se estes devem ser ou não qualificados. No caso de leilão de eficiência energética, percebe-se na revisão da literatura e na opinião dos especialistas que é importantíssimo que, tanto compradores como vendedores devam ser qualificados para se gerar um mercado mais seguro, pois uma das principais barreiras ao leilão de eficiência energética está diretamente ligada à comprovação da redução de energia que o projeto de eficiência energética trará, sendo esta comprovação auferida somente com medidas de M&V.

Seria importante, portanto, se ter um "pré-jogo" antes do leilão, onde os empreendedores e ESCOs deveriam fazer uma sinalização crível de boa reputação para o mercado. Assim, jogos repetidos podem ser jogados (através de rodadas de leilões menores no início), pois com isto, a confiança do leilão de eficiência energética seria obtida na medida em que bons resultados fossem alcançados e, desta forma, espera-se que este leilão se consolide.

Para a pré-qualificação dos projetos de eficiência energética, deve haver algum órgão responsável para fazê-la, podendo ser escolhidos profissionais ou renomadas empresas de auditoria, que passariam por processos de acreditação para emitir pareceres técnicos para embasar a decisão do comprador. Pode-se modelar, por exemplo, um mecanismo de "sinalização" e/ou "*screening*", inclusive proposto e regulamentado pelo governo. Neste mecanismo, o vendedor do projeto de eficiência energética deve comprovar suas ações (através de M&V) como o objetivo de se ter um equilíbrio separador entre os maus e bons oferentes. Assim, em uma primeira rodada do leilão, isto pode ser feito com o dono do projeto mostrando que tem vários projetos por contrato de desempenho que foram bem sucedidos.

Com o pré-jogo, mencionado anteriormente, o leilão de eficiência energética assume, portanto, a característica de um jogo híbrido. Todavia, outros aspectos da teoria de leilões devem ser testados para a definição do preço da energia negociada no leilão de eficiência energética.

Quanto ao leilão propriamente dito, deve haver dois ambientes, um real, onde toda energia deve ser liquidada fisicamente e um virtual, onde a energia virtual, advinda do projeto de eficiência energética seria liquidada.

Quanto ao preço da energia de equilíbrio, este deve ser maior que a energia comprada pelo cliente que fez um projeto de eficiência energética em sua planta e menor que o preço da energia de expansão.

9.2 Sugestões para trabalhos futuros

Como trabalho futuro, sugere-se estudar a opção de investir em políticas de eficiência energética, o que poderia dar uma curva de VPL e também o limite em que é preferível investir em políticas de eficiência energética a construir uma nova usina.

Outro trabalho futuro é considerar a flexibilidade de escolher determinada política de eficiência energética em detrimento a uma outra. Flexibilidade no tempo dá ao investidor uma opção valiosa para esperar por novas informações. Neste contexto, é importante para o governo brasileiro saber quando investir em determinado tipo de política energética. Neste caso, uma abordagem de opções reais poderia ser utilizada para dar apoio a uma decisão do governo em escolher a melhor política de eficiência energética num tempo determinado considerando as incertezas existentes em cada período de tempo.

Por fim, sugere-se também como trabalho futuro a modelagem do leilão de eficiência, com base nas informações e diretrizes mencionadas nesta tese, através da pesquisa com os especialistas.

Referências Bibliográficas

ABADIE, L. M.; CHAMORRO, J. M. European CO₂ prices and carbon capture investments. *Energy Economics*. 2008.

AKERLOF, G. A. The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism. *The Quarterly Journal of Economics*. August, 1970.

ALVES, J. C. C. Aplicação da energia solar para aquecimento sanitário de água, analisando uma política governamental para incentivar e regular investimentos para conservação de energia elétrica. Dissertação de Mestrado. Mestrado Profissional em Sistemas de Gestão - Universidade Federal Fluminense, 2009.

ANDRADE & CANELLAS. Sítio eletrônico contendo informações sobre a usina de Belo Monte. Disponível em: http://www.andradecanellas.com.br/default.asp?id_materia=3619. Acesso em 27/01/2013.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 281/1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Brasília - DF: ANEEL, 1° de out. 1999.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 492/2002. Estabelece os critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética. Brasília - DF: ANEEL, 3 set. 2002.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 109/2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Brasília - DF: ANEEL, 26 out. 2004.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 169/2005. Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, em caso

de indisponibilidade de unidade geradora ou empreendimento de importação de energia. Brasília - DF: ANEEL, 10 out. 2005.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 167/2005. Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Brasília - DF: ANEEL, 10 out. 2005.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 176/2005. Estabelece critérios para aplicação de recursos em Programas de Eficiência Energética. Brasília - DF: ANEEL, 28 nov. 2005.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 300/2008. Define o Manual para Elaboração do Programa de Eficiência Energética (PEE). Brasília - DF: ANEEL, 22 fev. 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 556/2013. Aprovar os Procedimentos do Programa de Eficiência Energética – PROPEE. Brasília - DF: ANEEL, 18 jun. 2013.

ARROW, K. J.; FISHER, A. C.: “Environmental Preservation, Uncertainty, and Irreversibility”. *Quarterly Journal of Economics*, 88(1), May 1974.

BANCO MUNDIAL. Indicadores do Desenvolvimento Mundial. Disponível em: <http://www.worldbank.org>. Acesso: dezembro de 2011.

BARROSO, L. A.; GUIMARÃES, A. R.; PEREIRA, M. V.; Rosenblatt, J.; Kelman, R.; Faria, E. Estratégia de contratação das distribuidoras sob incerteza de demanda em leilões de energia. XVII SNPTEE 2005, Curitiba, PR, Brasil. Curitiba: [s.n.], 2005.

BAYOND-RÚJULA, A. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy* 34, 377 - 383, 2009.

BERTOLDI, P.; REZESSY, S. Tradable white certificate schemes: Fundamental concepts. *Energy Efficiency*, 1(4), 237–255, 2008.

BRANDI, R. B. S. Processo iterativo de construção da função de custo futuro na metodologia PDE - Convex Hull. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, 2011.

BRASIL. Decreto 5.163 de 29 de junho 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. D.O.U. de 30.7.2004 - Edição Extra.

BRASIL. Decreto de 18 de julho de 1991. Institui o Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET e dá outras providências.

BRASIL. Decreto 7.390 de 9 de dezembro de 2010. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC.

BRASIL. Decreto Nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007. Altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

BRASIL. 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.

BRASIL. Decreto Nº 7.390 de 9 de dezembro de 2010. Regulamenta os Arts. 6, 11 e 12 da Lei Nº 12.187/2009, que institui a PNMC e dá outras providências.

BRASIL. Lei Nº 9.074 de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

BRASIL. Lei Nº 9.991, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte

das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. Lei Nº 10.295, de 17 de outubro de 2001. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências.

BRASIL. Lei Nº 10.438, de 26 de abril 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

BRASIL. Lei Nº 10.848 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. D.O.U. de 16/03/2004, p. 2.

BRASIL. Lei Nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC e dá outras providências.

BRASIL. Lei Nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010. Dispõe sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica; altera as Leis nos 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.925, de 23 de julho de 2004, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e dá outras providências.

BRASIL. Lei Nº 12.783, de 11 de JANEIRO DE 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária.

BRASIL. Portaria Interministerial Nº 1.877, de 30 de Dezembro de 1985. Institui o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL.

CAPEN, E. C.; CLAP, R. V.; CAMPBELL, W. M. Competitive Bidding in High-Risk Situations. *Journal of Petroleum Technology*, 23:641-53. 1971.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Informações institucionais diversas. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso, 2013.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Infomercado N° 69. mai/2013. Disponível em: www.ccee.org.br. Acesso, jul/2013.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. Resolução N° 03. Rateio dos Encargos de Serviço do Sistema. Março, 2013.

COSTA, M. M. Financiamento de Projetos de Eficiência Energética na Indústria. PROESCO – BNDES. Apresentação ao Seminário de Eficiência Energética na Indústria. Curitiba: BNDES, 2006.

DGEC - Direction Générale de l’Energie et du Climat. Lettre d’information certificats d’économies d’énergie, juillet, 2009. Paris: DGEC.

DIXIT, A.; PINDYCK, R. S. Investment Under Uncertainty. Princeton University Press, 1993.

DOBSON, W. Japan in East Asia: trading and investment strategies. Institute of Southeast Asian Studies. Singapore, 1993.

ECOSYSTEM MARKETPLACE. Developing dimension: state of the voluntary carbon markets 2012. New York. Maio/2012.

EIA - Energy Information Administration. “Main Electric Energy Page”. April 2011. Available: <http://www.eia.doe.gov/fuelelectric.html>.

ELETROBRAS. Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados para 2013. Versão 1.0. novembro/2012.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030. Seminários Temáticos: Projeções do Consumo Final de Energia. Brasília-DF: EPE, 2006.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030. Projeções. Brasília-DF: EPE, 2006.

EVO - EFFICIENCY VALUATION ORGANIZATION. International Performance Measurement and Verification Protocol. EVO, 2010.

FARINELLI, U.; JOHANSSON, T. B.; MCCORMICK, K.; MUNDACA, L.; OIKONOMOU, V.; ORTENVIK, M. “White and Green”: Comparison of market-based instruments to promote energy efficiency. *Journal of Cleaner Production*, 13(10–11), 1015–1026, 2005.

FENG, Z.; ZOU, L.; WEI, Y. Carbon price volatility: Evidence from EU ETS. *Applied Energy*. 2011.

FEMP - Federal Energy Management Program. Informações diversas e links para vários sites. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/femp/>. Acesso em 29/11/2011.

FIANI, R. Teoria dos jogos: com aplicações em economia, administração e ciências sociais. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009, 3ª edição.

FINN, P; FITZPATRICK, C.; CONNOLLY, D.; LEAHY, M.; RELIHAN, L. Facilitation of renewable electricity using price based appliance control in Ireland’s electricity market. *Energy* 2011.

FUJIHARA, M. A.; LOPES, F. G. Sustentabilidade e mudanças climáticas, Senac Editora: São Paulo, 1ª Ed., 2009.

FURNAS - Eletrobras. Energia Eficiente: Educar para conservar. Disponível em <http://www.furnas.com.br/educar.asp>. Acesso: dezembro, 2011.

FUSS, S.; SZOLGAYOVA, J.; KHABAROV, N.; OBERSTEINER, M.: Renewables and climate change mitigation: Irreversible energy investment under uncertainty and portfolio effects. *Energy Policy*. 2010.

GARCIA, A.G.P; SZKLO, A.S.; SCHAEFFER, R.; MCNEIL, M.A. Energy-efficiency standards for electric motors in Brazilian industry. *Energy Policy* 35, 3424-3439, 2007.

GARCIA, A. G. P. Impacto da lei de eficiência energética para motores elétricos no potencial de conservação de energia na indústria. Dissertação de mestrado. Programa de planejamento energético. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2003.

GARCIA, A. G. P. Leilão de Eficiência Energética no Brasil. Tese de doutorado. Programa de planejamento energético. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

GARCIA, A. G. P. Leilões de Eficiência Energética no Brasil. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

GARÍA-DÍAZ, A.; MARÍN, P, L. Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: an application to the Spanish Market. *International Journal of Industrial Organization*. 2003.

GELLER, H. S. Revolução energética: políticas para um futuro sustentável. Relume Dumará. Rio de Janeiro: USAid, 2003.

GELLER, H. S.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; TOLMASQUIM, M. T. Policies for advancing energy efficiency and renewable energy use in Brazil. *Energy Policy* 32. 2004.

GIRAUDET, L. G. L.; BODINEAU, D.; FINON. The costs and benefits of white certificates schemes. *Energy Efficiency*, 5(2):179-199, 2012.

GOLDMAN, C. A.; KITO, M. S. Review of US utility demand side bidding programs: impacts, costs and cost-effectiveness. *Utilities Policy*, Vol. 5, No. 1, pp: 13-25, 1995.

GORENSTIN, B. G.; COSTA, J. P.; PEREIRA, M. V. F. Stochastic optimization of a hydro-thermal system. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, 1992. no. 2, pp. 791–797.

HARSANYI, J. C. Games with incomplete information. Nobel Lecture. Haas School of Business, University of California, Berkeley, USA, December 9, 1994.

HO KIM J, SHCHERBAKOVA ANASTASIA. Common failures of demand response. *Energy*, 2011.

HO, T.; LEE, S. B. The Oxford Guide to Financial Modeling. Oxford University Press, 2004.

IEA - International Energy Agency. Clean energy progress report, OECD/IEA, Paris: 2011.

IEA - International Energy Agency. Demand-side management programme - annual report 2010. IEA-DSM. OECD/IEA, Paris: 2010.

IEA - International Energy Agency. Emissions in 2008. Paris: 2009.

IEA - International Energy Agency. Implementing Energy Efficiency Policies 2009, OECD/IEA, Paris: 2010.

IEA - International Energy Agency. VIII Demand side bidding & today's electricity markets. DSM spotlight, June 2001. Paris: 2001.

INFIELD, D. G.; SHORT, J.; HORNE, C.; FRERIS, L. L. Potential for domestic dynamic demand side management in the UK. IEEE; 2007.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. The Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Geneva, Switzerland.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Informações diversas e links para vários sites. Disponível em: <http://www.ipcc.ch>. Acesso em 29/11/2011.

KAMBIL, A.; VAN HECK, E. Making Markets - How Firms Can Design and Profit from Online Auctions and Exchanges. Harvard Business School Press, Boston, 2002.

LA ROVERE, E. L. Energia: atuação e tendência. Rio de Janeiro: FINEP - Departamento de Transporte e Energia, 1994.

LANDI, M., Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005, Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, USP, São Paulo, 2006.

LANGNISS, O.; & PRAETORIUS, B. How much market do market-based instruments create? An analysis for the case of “white” certificates. *Energy Policy*, 34(2), 200–211, 2006.

LAURIKKA, H.; KOLJONEN, T. Emissions trading and investment decisions in the power sector - a case study in Finland. *Energy Policy*. 2006.

LEE, S.; SHIH, L. Renewable energy policy evaluation using real option model - The case of Taiwan. *Energy Economics*. 2010.

LEES, E. Evaluation of the energy efficiency commitment 2002–05. Report to DEFRA. 2005.

LEES, E. Evaluation of the energy efficiency commitment 2005–08. Report to DECC. 2008.

MARRECO, J. M., CARPIO, L. G. T. Flexibility valuation in the Brazilian power system: A real options approach. *Energy Policy*, vol. 34, 3749-3756, 2006.

MASKIN, E.; SJOSTROM, T. Implementation theory. In: K. J. Arrow & A. K. Sen & K. Suzumura (ed.). *Handbook of Social Choice and Welfare*, vol. 1, p. 237-288. Amsterdam: North-Holland, 2002.

MAURER, L. T. A.; BARROSO, L. A. Electricity auctions: an overview of efficient practices. The World Bank. Washington, D. C.: 2011.

MCTI - Ministério de Ciências, Tecnologia e Inovação. Fatores de emissão de CO₂. mar/2013. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>.

MERTON, R. C. Option pricing when underlying stock returns are discontinuous. *J. Financial Economics* 2, 1976.

MIRRELES, J. A.; DIAMOND, P. A. Optimal Taxation and Public Production I: Production Efficiency. *American Economic Review*, 61(1), pp. 8-27, 1971.

MME - Ministério de Minas e Energia. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2021 - PDE 2021. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: www.mme.gov.br.

MME - Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: www.mme.gov.br.

MME - Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Eficiência Energética - Premissas e Diretrizes Básicas. Portaria N° 594. Outubro, 2011.

MUNDACA, L. Transaction costs of tradable white certificate schemes: The energy efficiency commitment as a case study. *Energy Policy*, 35(8), 4340–4354. 2007.

MUNDACA, L. & Neij, L. A multi-criteria evaluation framework for tradable white certificate schemes. *Energy Policy*, 37(11), 4457–4573. 2009.

NASCENTES, J.C.M. Influência do Custo do Déficit de Energia nos Preços Spot de Energia Elétrica do Brasil. Dissertação de mestrado. UNICAMP, Campinas, Brazil. 2002.

NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration. Website contendo informações sobre a concentração de gases de efeito estufa na atmosfera. Acesso em 15/01/2012. Disponível em: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi/>

NOVA GERAR. Relatório de validação N° 001/2004. Projeto Nova Gerar: Projeto de Energia a partir de Gases de Aterro Sanitário. Acesso em 14/12/2011. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/16045.html>

OH, H.; THOMAS, R. J. Demand-Side Bidding Agents: Modeling and Simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 23, No. 3, 2008.

OIKONOMOU, V.; RIETBERGEN, M.; PATEL, M. An ex-ante evaluation of a white certificates scheme in The Netherlands: A case study for the household sector. *Energy Policy*, 35(1), 1147-1163, 2007.

OLIVEIRA, F. L. C. Nova abordagem para geração de cenários de aflúências no planejamento da operação energética de médio prazo. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2010.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dados Relevantes 2010. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2010/0705_extensao_linhas.html. Acesso em 01/12/2011.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Informações institucionais diversas. Disponível em: www.ons.org.br.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Plano da Operação Energética 2012/2016 - PEN 2012. Vol 1. 2012.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Plano da Operação Energética 2013/2017 - PEN 2013. Vol 1. 2013.

PAVAN, M. Tradable energy efficiency certificates: The Italian experience. *Energy Efficiency*, 1(4), 257–266. 2008.

PAVAN, M. Tradable white certificates: experience and perspectives. *Energy Efficiency*, 5, 83–85. 2012.

PESSANHA, Aldo. Estratégia de contratação de energia elétrica em leilões regulados: aplicação de um modelo de simulação e otimização. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia de Produção. Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2007.

PEREIRA, M. V. F; PINTO, L. M. V. G. A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1982.

PEREIRA, M. V. F; PINTO, L. M. V. G. Application of Decomposition Techniques to the Mid- and Short- Term Scheduling of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1983.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system - a decomposition approach. *Water Resources Research*, vol. 21, 1985. no. 6, pp. 779–792.

PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operation of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 11, 1989. no. 3, pp. 161–169.

PINTO, L. M. V. G.; PEREIRA, M. V. F. *Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning*. Mathematical Programming. 1990.

PINA, A., SILVA, C., FERRÃO, P. The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity. *Energy* 41, 128 - 137. 2012.

PIRES, J. C. L. Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro, *Textos para Discussão 76*, Convênio BNDS/PNUD, março/2000.

PORTAL Canal Energia. Informações diversas e links para vários sites. Disponível em: www.canalenergia.com.br.

PORTAL Canal Energia. Eficiência energética: PL que prioriza investimentos na indústria tem parecer favorável. Newsletter diária: 24.11.2011.

PROCEL. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Sítio contendo informações sobre a atuação do programa de eficiência energética. Acesso em 20 de novembro de 2011. Disponível em: <http://www.eletronbras.com/elb/procel/main.asp>.

RGGI - Regional Greenhouse Gas Initiative. Website contendo informações sobre este mercado de carbono. Acesso em 19/07/2013. Disponível em: <http://www.rggi.org/>

ROSS, S. M. *Stochastic Processes*. 2a Ed., John Wiley & Sons, Inc., New York, 1996.

SIGILIAO, R. Estabelecimento de requisitos mínimos de medição e verificação de resultados que possam ser aplicados aos projetos de eficiência energética

desenvolvidos pelas distribuidoras de energia elétrica. Palestra apresentada no Citenel. Fortaleza, ago/2011.

SILVA, A. M. L.; COSTA, J. G. C.; PIRES, R. C.; MATTAR C. M.; FERREIRA, A. C. L. A. Metodologia para Determinação dos Montantes de Uso do Sistema por Pontos de Conexão. P&D Ampla, 2006.

SOUZA, R. C.; MARCATO, A. L. M.; DIAS, B. H.; OLIVEIRA, F. L. C. Optimal Operation of Hydrothermal Systems with Hydrological Scenario Generation through Bootstrap and Periodic Autoregressive Models. European Journal of Operational Research, v. 222, p. 1/EOR11111-26. 2012.

STIGLITZ, J. E. The Theory of 'Screening', education, and the distribution of income. Cowles Foundation Discussion Papers 354. Cowles Foundation for Research in Economics, Yale University, 1973.

STRBAC, G. Demand side management: Benefits and challenges. Energy Policy 36, 4419 - 4426. 2008.

TERRY, L.; GOMES, F.; PEREIRA, M. Modelo de Sistema Equivalente - Descrição Geral. Relatório Técnico. Rio de Janeiro, RJ. 1980.

TORRITI, J; HASSANA, M. G.; LEACH, M. Demand response experience in Europe: policies, programmes and implementation. Energy 2010.

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. ACM0002. Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources. Versão 06, Escopo Setorial: 01. 2006. Disponível em: <http://cdm.unfccc.int/methodologies>

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. Dados relativos aos projetos de MDL registrados. Acesso: julho de 2013a. Disponível em:

<http://cdm.unfccc.int/Statistics/Issuance/CERsIssuedByHostPartyPieChart.html>

UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change. Relatórios relativos à COP 18 em Doha 2012. Acesso: julho de 2013b. Disponível em: http://unfccc.int/meetings/doha_nov_2012/session/7049/php/view/reports.php

UNITED NATIONS. Kyoto protocol to the united nations framework convention on climate change. 1998. Disponível em: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>

VICKREY, W. Counter speculation, auctions, and competitive sealed-tenders. Journal of finance 16, 8-37. 1961.

WALAWALKAR, R.; BLUMSACK, S.; APT, J.; FERNADS, S. An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity Market. Energy Policy. 2008.

WALTZ, J. P. Management, Measurement & Verification of Performance Contracting. Lilburn-GA: The Fairmont Press, Inc, 2003.

WANG, J., BLOYD, C.; HU Z.; TAN, Z. Demand response in China. Energy 2010.

WIKIPEDIA. Efeito estufa. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Efeito_estufa. Acesso em: 19/07/2013.

ZARNIKAU, J. Demand participation in the restructured electric Reliability Council of Texas market. Energy 2010.

ZAVODOV, K. Renewable energy investment and the clean development mechanism. Energy Policy. 2010.

ANEXO 1 - Entrevista Estruturada

LEILÃO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A energia reduzida com ações de eficiência energética pode ser considerada como uma usina virtual, uma vez que se tinha um maior consumo de energia antes da implementação do projeto de eficiência energética. Desta forma, esta energia economizada (usina virtual) poderia ser vendida no mercado de energia através de mecanismos de leilões.

A presente pesquisa tem por objetivo sinalizar qual seria a melhor estrutura de um **Leilão de Eficiência Energética** que garanta um benefício líquido para cada uma das partes interessadas (compradores, vendedores e *market maker*¹⁶) no processo de venda de energia advinda da redução de consumo de energia com a implantação de projetos de eficiência energética.

A estrutura da pesquisa é baseada no livro “*Making Markets*” de Ajit Kambil e Eric van Heck (Harvard Business School Press, pags 64 a 67), sendo as questões separadas em três partes referentes ao ponto de vista dos *players* deste mercado: compradores, vendedores e *market makers*.

COMPRADORES

1 – Quais seriam as principais informações que compradores estariam interessados antes do leilão?

2 – Seria melhor para os compradores comprar de um grupo pré-qualificado de vendedores ou de um amplo *pool* de vendedores?

3 – A dinâmica de preços do leilão poderia gerar ganhos financeiros para os compradores?

¹⁶ O *market maker* seria o “criador do mercado”, que neste caso será considerado o governo.

4 – Como saber quais seriam os bons projetos de eficiência energética, ou seja, aqueles que teriam redução de energia comprovada?

5 – Quais os principais riscos que os compradores estão expostos?

VENDEDORES

6 – Quais seriam as principais informações que vendedores poderiam estar interessados antes do leilão?

7 – A dinâmica de preços do leilão poderia gerar ganhos financeiros para os vendedores?

8 – Como os vendedores poderiam garantir a remuneração da energia vendida?

9 – Quais os principais riscos que os vendedores estão expostos?

MARKET MAKER

10 – Seria necessário apenas o uso de um mecanismo de preços, ou vários? Quais?

11 – No caso da usina virtual, como seriam tratadas as questões relacionadas ao uso das redes de distribuição e transmissão - CUSD e CUST?

12 – Como seria o mecanismo de pagamento e liquidação?

13 – De quem seria a responsabilidade da regulação do leilão?

14 – Como garantir confiança e eficácia ao leilão de eficiência energética?

15 – Que formas de arbitragem poderiam ser criadas para trazer confiança ao mercado, evitando, por exemplo, colusão?

16 – O leilão deveria ser exclusivo de produtos pelo lado da demanda (projetos de eficiência energética, p. ex.) ou produtos de energia pelo lado da oferta também poderiam ser ofertados no mesmo leilão?

17 – A dinâmica do leilão deveria ser parecida com a que é hoje aplicada nos leilões de venda de energia para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil ou esta deveria ser alterada? Em caso de alteração, em que ponto esta alteração deveria ocorrer?

18 – Em sua opinião, quem deveriam ser os *players* deste mercado?

Compradores	Vendedores

ANEXO 2 - Structured Interview

DEMAND SIDE BIDDING

The reduction of energy with energy efficiency measures can be considered as a virtual power plant, since it had a higher consumption of energy before the implementation of energy efficiency project. Thus, the energy saved (virtual power plant) could be sold through auction mechanisms in the energy market.

This research aims to signal what is the best **Demand Side Bidding** structure, which guarantees an Energy Efficiency net benefit to each of the stakeholders (buyers, sellers and market makers) in the energy sale process with the energy consumption reduction from the implementation of energy efficiency projects.

The structure of the research is based on the book "Making Markets" by Ajit Kambil and Eric van Heck (Harvard Business School Press, pages 64 to 67), with issues separated in three sections according to the *players'* point of view: buyers, sellers and market makers.

BUYERS

1 - What is the main amount of information that buyers might be interested in before the auction?

2 - Would it be better for buyers to buy a pre-qualified sellers or a large pool of sellers?

3 - The price dynamics of the auction could generate financial gains for the buyers?

4 - How to know what are the good energy efficiency projects, or those who have proven energy reduction?

5 - What are the main risks that buyers are exposed?

SELLERS

6 - What is the main amount of information that sellers might be interested before the auction?

7 - The price dynamics of the auction could generate financial gains for the sellers?

8 - How do the sellers could ensure the return on investment of the energy sold?

9 - What are the main risks that sellers are exposed?

MARKET MAKER

10 - Would it require the use of one pricing mechanism, or more than one? What mechanisms?

11 - In case of a virtual power plant, how might it be considered the issues related to the use of distribution and transmission networks¹⁷?

12 - How could the payment and settlement mechanism be?

13 - Who is the responsibility of regulating this auction?

14 - How to ensure trust and effectiveness of the demand side bidding?

15 - Which mechanisms of arbitration could be created to bring confidence to the market, avoiding, for example, collusion?

16 - The auction should be exclusive for products on the demand side (energy efficiency projects, e.g.) or could products of the power plants also be offered in the same auction?

17 - The auction dynamic should be similar to what is currently being used in auctions to sell energy to utility companies in Brazil or should this be changed? In case of change, at what point must the change occur?

18 - In your opinion, who should be the *players* in this market?

Buyers	Sellers

¹⁷ In Brazil, the generators and electricity consumers must pay for the power grid's use for distribution and transmission utilities.